



ENERGA S.A.

(spółka akcyjna z siedzibą w Gdańsku przy al. Grunwaldzkiej 472,
zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000271591)

*Ubieganie się o dopuszczenie i wprowadzenie 100.000 obligacji na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10.000 PLN
każda do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot S.A.*

Niniejszy prospekt („**Prospekt**”) został sporządzony w związku z zamiarem ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalyst („**Dopuszczenie do Obrotu**”) prowadzonym przez BondSpot S.A. („**BondSpot**”) 100.000 obligacji na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10.000 PLN każda i łącznej wartości nominalnej 1.000.000.000 PLN oraz terminie wykupu przypadającym na dzień 18 października 2019 roku („**Obligacje**”) wyemitowanych przez spółkę ENERGA S.A. („**Spółka**”, „**Emitent**” lub „**Energa**”), spółkę akcyjną utworzoną i działającą zgodnie z prawem polskim, z siedzibą w Gdańsku.

Obligacje zostały wyemitowane przez Emitenta w dniu 19 października 2012 roku („**Data Emisji**”) na podstawie art. 9 pkt 3 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 roku o obligacjach („**Ustawa o Obligacjach**”) oraz uchwały nr 145/III/2012 Zarządu Emitenta z dnia 15 października 2012 roku, na warunkach określonych w warunkach emisji Obligacji zamieszczonych w treści niniejszego Prospektu („**Warunki Emisji Obligacji**”). Obligacje zostały wyemitowane w ramach programu emisji obligacji denominowanych w PLN na kwotę do 4.000.000.000 PLN („**Program Emisji**”) ustanowionego przez Emitenta na podstawie uchwały nr 111/III/2012 Zarządu Emitenta z dnia 21 września 2012 roku („**Uchwała o Programie**”). W ramach Programu Emisji, Emitent uprawniony jest do dokonywania emisji obligacji kolejnych serii, których warunki emisji mogą, ale nie muszą, stanowić o ubieganiu się o wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym lub w alternatywnym systemie obrotu, prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („**GPW**”) lub BondSpot.

W dniu 18 października 2012 roku, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. („**KDPW**”) podjął uchwałę o rejestracji Obligacji w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW i nadaniu im kodu ISIN PLENERG00014. Obligacje są od dnia 19 listopada 2012 roku przedmiotem obrotu w alternatywnym systemie obrotu w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot. Intencją Spółki jest zmiana rynku notowań Obligacji z alternatywnego systemu obrotu prowadzonego przez BondSpot na rynek regulowany prowadzonym przez BondSpot w możliwie najkrótszym terminie.

Niniejszy Prospekt nie stanowi jakiegokolwiek oferty sprzedaży ani nie dąży do pozyskania ofert sprzedaży ani nabycia Obligacji lub jakichkolwiek innych papierów wartościowych Spółki i został sporządzony wyłącznie w związku z zamiarem Dopuszczenia do Obrotu Obligacji. Niniejszy Prospekt obejmuje wyłącznie Dopuszczenie do Obrotu Obligacji, w związku z czym zawiera wyłącznie informacje wymagane dla tego typu prospektów.

Investowanie w papiery wartościowe objęte Prospektem łączy się z wysokim ryzykiem właściwym dla instrumentów rynku kapitałowego oraz ryzykiem związanym z działalnością Grupy oraz z otoczeniem, w jakim Grupa prowadzi działalność. Szczegółowy opis czynników ryzyka znajduje się w rozdziale „Czynniki ryzyka”.

Prospekt stanowi prospekt w formie jednolitego dokumentu w rozumieniu art. 5 ust. 3 Dyrektywy 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady („**Dyrektywa Prospektowa**”) i art. 21 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania Instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych („**Ustawa o Ofercie Publicznej**”), który został przygotowany w szczególności zgodnie z Ustawą o Ofercie Publicznej i Rozporządzeniem Komisji WE nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 roku wdrażającym Dyrektywę 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie informacji zawartych w prospektach emisyjnych oraz formy, włączenia przez odniesienie i publikacji takich prospektów emisyjnych oraz rozpowszechniania reklam („**Rozporządzenie Prospektowe**”).

OBLIGACJE NIE ZOSTAŁY ANI NIE ZOSTANĄ ZAREJESTROWANE ZGODNIE Z AMERYKAŃSKĄ USTAWĄ O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH, ANI PRZEZ ŻADEN ORGAN REGULUJĄCY OBRÓT PAPIERAMI WARTOŚCIOWYMI JAKIEGOKOLWIEK STANU LUB PODLEGAJĄCY JURYSDYKCJI STANÓW ZJEDNOCZONYCH AMERYKI ORAZ NIE MOGĄ BYĆ OFEROWANE ANI SPRZEDAWANE NA TERYTORIUM STANÓW ZJEDNOCZONYCH AMERYKI.

Emitent otrzymał oceny ratingowe przyznane przez dwie niezależne agencje ratingowe mające siedzibę na terytorium Unii Europejskiej („**UE**”) oraz zarejestrowane zgodnie z Rozporządzeniem Nr 1060/2009 z dnia 16 września 2009 roku w sprawie agencji ratingowych („**Rozporządzenie w sprawie Agencji Ratingowych**”) tj. Fitch Ratings oraz Moody’s Investors Service. Agencja ratingowa Fitch Ratings przyznała Emitentowi długoterminowy rating międzynarodowy na poziomie „**BBB**” z perspektywą stabilną, zaś agencja ratingowa Moody’s Investors Service przyznała Emitentowi długoterminowy rating międzynarodowy na poziomie „**Baa1**” z perspektywą stabilną. Obligacje emitowane w ramach Programu Emisji mogą być poddane ocenie ratingowej wydanej przez agencje ratingowe mające siedzibę na terytorium UE oraz zarejestrowane zgodnie z Rozporządzeniem w sprawie Agencji Ratingowych. Ocena ratingowa wydana przez agencje ratingowe nie stanowi oferty, zaproszenia, rekomendacji, jak również podstawy podjęcia decyzji w przedmiocie inwestowania w obligacje emitowane w ramach Programu Emisji, a ocena taka może zostać w każdym czasie wycofana, zmieniona lub zawieszona przez agencje ratingowe.

Prospekt zostanie udostępniony do publicznej wiadomości w formie elektronicznej na stronie internetowej Spółki (www.grupaenerga.pl). Termin ważności Prospektu wynosi 12 miesięcy od dnia jego zatwierdzenia przez KNF, nie dłużej niż do dnia Dopuszczenia do Obrotu Obligacji objętych Prospektem.

Prospekt został zatwierdzony przez KNF w dniu 17 stycznia 2014 roku

SPIS TREŚCI

SPIS TREŚCI	2
PODSUMOWANIE	4
CZYNNIKI RYZYKA	17
Czynniki ryzyka związane z naszą działalnością	17
Czynniki ryzyka związane z polskim sektorem energetycznym.....	34
Czynniki ryzyka związane z Dopuszczeniem do Obrotu oraz Obligacjami	42
ISTOTNE INFORMACJE	46
Zastrzeżenia	46
Zmiany w Prospekcie.....	46
Dane włączone do Prospektu przez odniesienie.....	47
Stwierdzenia dotyczące przyszłości	47
Prezentacja informacji finansowych i innych danych.....	49
Informacje rynkowe, gospodarcze i branżowe.....	51
Odniesienia do terminów zdefiniowanych.....	52
WYBRANE HISTORYCZNE SKONSOLIDOWANE INFORMACJE FINANSOWE I OPERACYJNE 53	
OTOCZENIE RYNKOWE	58
Otoczenie makroekonomiczne	58
Rynek energii elektrycznej	60
Segmenty rynku energii elektrycznej	63
Ceny energii elektrycznej	71
Konkurencja.....	73
Surowce.....	75
OPIS DZIAŁALNOŚCI	80
Wprowadzenie	80
Nasze przewagi konkurencyjne.....	81
Strategia	83
Program inwestycyjny	84
Podstawowe projekty inwestycyjne.....	85
Nakłady inwestycyjne.....	87
Historia i rozwój Grupy.....	89
Struktura organizacyjna	90
Pozostała działalność	113
Kluczowi dostawcy.....	114
Akwizycje	115
Istotne umowy.....	116
Koncesje	124
Ochrona środowiska	125
Prace badawczo-rozwojowe	129
Własność intelektualna	130
Domeny internetowe.....	130
Technologie informatyczne	130
Ubezpieczenia	131
Zatrudnienie	132
Postępowania prawne i administracyjne	136
Środki trwałe.....	140
INFORMACJE FINANSOWE	144
Historyczne informacje finansowe.....	144
Informacje o tendencjach i znaczących zdarzeniach po dacie bilansowej.....	144
PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE	147
Informacje o Emitencie.....	147
Przedmiot działalności Emitenta	147
Struktura Grupy ENERGA	147
Istotne Spółki Zależne	149
ZNACZNI AKCJONARIUSZE	151
Kapitał zakładowy Spółki.....	151
Znaczni akcjonariusze	151
Kontrola nad Spółką oraz ustalenia mogące powodować w przyszłości zmianę kontroli nad Spółką	151
ZARZĄDZANIE I ŁĄD KORPORACYJNY	153
Zarząd.....	153
Rada Nadzorcza	154
Konflikt interesów w organach administracyjnych, zarządzających i nadzorczych.....	158
Stosowanie zasad ładu korporacyjnego.....	159
OPIS OBLIGACJI DOPUSZCZANYCH DO OBROTU	160
Podstawowe informacje dotyczące Obligacji.....	160
Program Emisji	160
Ratingi przyznane Obligacjom oraz Spółce	161
Wskaźnik rentowności	161
Warunki Emisji Obligacji	161
Uchwała Emisyjna Obligacji	179

Uchwała Programowa.....	180
DOPUSZCZENIE DO OBROTU	181
Dopuszczenie do obrotu na rynku regulowanym i notowanie Obligacji	181
OPODATKOWANIE.....	182
Podatek dochodowy.....	182
Podatek od spadków i darowizn.....	186
Podatek od czynności cywilnoprawnych.....	186
Odpowiedzialność płatnika.....	187
INFORMACJE DODATKOWE	188
Dokumenty udostępnione do wglądu	188
Biegli rewidenci	188
Doradca prawny Spółki	189
Informacje pochodzące od ekspertów	189
OSOBY ODPOWIEDZIALNE.....	190
Oświadczenie Spółki	190
SKRÓTY I DEFINICJE.....	191
Słownik terminów ogólnych.....	191
Słownik terminów branżowych	198

PODSUMOWANIE

Niniejsze podsumowanie zostało przygotowane w oparciu o informacje podlegające ujawnieniu zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, zwane dalej „Informacjami”. Informacje te są ponumerowane w sekcjach A-E (A.1-E.7). Niniejsze podsumowanie zawiera wszystkie wymagane Informacje, których uwzględnienie jest obowiązkowe w przypadku Emitenta i w przypadku rodzaju papierów wartościowych opisywanych w Prospekcie. Ponieważ niektóre Informacje nie muszą być uwzględnione w przypadku Emitenta lub w przypadku papierów wartościowych opisywanych w Prospekcie, możliwe są luki w numeracji omawianych Informacji. W przypadku, gdy włączenie którejs z Informacji jest obowiązkowe ze względu na Emitenta lub ze względu na rodzaj papierów wartościowych opisywanych w Prospekcie, może się zdarzyć, że nie ma istotnych danych dotyczących takiej Informacji. W takim przypadku w podsumowaniu umieszcza się krótki opis Informacji, z dopiskiem „nie dotyczy”.

Dział A – Wstęp i ostrzeżenia	
A.1	Niniejsze podsumowanie należy czytać jako wstęp do Prospektu. Każda decyzja o inwestycji w papiery wartościowe powinna być oparta na rozważeniu przez inwestora całości Prospektu. W przypadku wystąpienia do sądu z roszczeniem odnoszącym się do informacji zawartych w Prospekcie skarżący inwestor może, na mocy ustawodawstwa krajowego państwa członkowskiego, mieć obowiązek poniesienia kosztów przetłumaczenia Prospektu przed rozpoczęciem postępowania sądowego. Odpowiedzialność cywilna dotyczy wyłącznie tych osób, które przedłożyły podsumowanie, w tym jego tłumaczenia, jednak tylko w przypadku, gdy podsumowanie wprowadza w błąd, jest nieprecyzyjne lub niespójne w przypadku czytania go łącznie z innymi częściami Prospektu, bądź gdy nie przedstawia, w przypadku czytania go łącznie z innymi częściami Prospektu, najważniejszych informacji, mających pomóc inwestorom przy rozważeniu inwestycji w dane papiery wartościowe.
A.2	<p>Zgoda Emitenta lub osoby odpowiedzialnej za sporządzenie Prospektu na wykorzystanie Prospektu do celów późniejszej odsprzedaży papierów wartościowych lub ich ostatecznego plasowania przez pośredników finansowych.</p> <p>Wskazanie okresu ważności Oferty, podczas którego pośrednicy finansowi mogą dokonywać późniejszej odsprzedaży papierów wartościowych lub ich ostatecznego plasowania i na czas którego udzielana jest zgoda na wykorzystywanie Prospektu.</p> <p>Wszelkie inne jasne i obiektywne warunki, od których uzależniona jest zgoda, które mają zastosowanie do wykorzystywania Prospektu.</p> <p>Wyróżniona wytłuszczonym drukiem informacja dla inwestorów o tym, że pośrednik finansowy ma obowiązek udzielać informacji na temat warunków Oferty w chwili składania przez niego tej Oferty.</p> <p>Nie dotyczy. Nie wyraża się takiej zgody.</p>

Dział B – Emitent i gwarant	
B.1	<p>Prawna (statutowa) i handlowa nazwa emitenta.</p> <p>Firma Spółki brzmi: ENERGA Spółka Akcyjna</p> <p>Spółka może używać skrótu firmy w brzmieniu: ENERGA SA</p>
B.2	<p>Siedziba oraz forma prawna emitenta, ustawodawstwo, zgodnie z którym emitent prowadzi swoją działalność, a także kraj siedziby emitenta.</p> <p>Spółka akcyjna utworzona zgodnie z prawem polskim z siedzibą przy al. Grunwaldzkiej 472, 80-309 Gdańsk, Polska</p>
B. 4b	<p>Informacja na temat jakichkolwiek znanych tendencji mających wpływ na emitenta oraz na branżę, w których emitent prowadzi działalność.</p> <p>Do najbardziej znaczących tendencji mających wpływ na nas oraz branżę, w której prowadzimy działalność, należą:</p> <ul style="list-style-type: none"> • wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło przez odbiorców

Dział B – Emitent i gwarant	
	<p>końcowych;</p> <ul style="list-style-type: none"> • ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym i detalicznym; • ceny paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła; • zmiany w otoczeniu prawnym, w tym proponowane zmiany mechanizmów wsparcia dla energii pochodzącej z OZE oraz energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji; • otoczenie makroekonomiczne, w szczególności PKB Polski i jego zmiany, poziom produkcji przemysłowej, • wysokość inflacji, kursy walut oraz wysokość stóp procentowych; • ceny praw majątkowych oraz polityka Prezesa URE w zakresie przyznawania praw majątkowych z tytułu współspalania biomasy; • dostępność i ceny uprawnień do emisji CO₂; oraz • warunki pogodowe i hydrometeorologiczne.
B.5	<p>Opis grupy kapitałowej emitenta oraz miejsca emitenta w tej grupie w przypadku emitenta, który jest częścią grupy.</p> <p>Na dzień Prospektu, w skład Grupy wchodzi Spółka i 52 spółki bezpośrednio lub pośrednio zależne od Spółki, prowadzące działalność przede wszystkim w trzech kluczowych segmentach operacyjnych Grupy, tj. segmencie dystrybucji, segmencie wytwarzania oraz segmencie sprzedaży. Spółka jest jednostką dominującą Grupy.</p>
B.9	<p>W przypadku prognozowania lub szacowania zysków należy podać wielkość liczbową.</p> <p>Nie dotyczy. Spółka nie publikuje prognoz ani szacunków zysków.</p>
B.10	<p>Opis charakteru wszystkich zastrzeżeń zawartych w raporcie biegłego rewidenta w odniesieniu do historycznych informacji finansowych.</p> <p>Nie dotyczy. Raporty biegłego rewidenta w odniesieniu do historycznych informacji finansowych nie zawierały zastrzeżeń.</p>

Dział B – Emitent i gwarant

B.12

Wybrane najważniejsze historyczne informacje finansowe dotyczące emitenta, przedstawione dla każdego roku obrotowego okresu objętego historycznymi informacjami finansowymi, jak również dla następującego po nim okresu śródrocznego, wraz z porównywalnymi danymi za ten sam okres poprzedniego roku obrotowego, przy czym wymóg przedstawiania porównywalnych informacji bilansowych uznaje się za spełniony przez podanie informacji bilansowych na koniec roku. Należy załączyć oświadczenie, że nie wystąpiły żadne istotne niekorzystne zmiany w perspektywach emitenta od czasu opublikowania jego ostatniego sprawozdania finansowego zbadanego przez biegłego rewidenta lub zamieścić opis wszystkich istotnych niekorzystnych zmian. Należy załączyć opis znaczących zmian w sytuacji finansowej lub handlowej emitenta, które wystąpiły po zakończeniu okresu ujętego w historycznej informacji finansowej.

Poniższe wybrane historyczne informacje finansowe pochodzą ze skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres 9 miesięcy zakończony dnia 30 września 2013 roku, które zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowym Standardem Rachunkowości 34 „Śródroczna Sprawozdawczość Finansowa” („Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe”), skonsolidowanego sprawozdania Grupy za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku, które sporządzone zostało zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez Unię Europejską („Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe”, a razem ze Skróconym Śródrocznym Sprawozdaniem Finansowym „Sprawozdania Finansowe”).

Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe i Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe zostały sporządzone na potrzeby niniejszego Prospektu i poddane, odpowiednio, badaniu oraz przeglądkowi przez KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. z siedzibą w Warszawie.

Wybrane dane ze skonsolidowanych rachunków zysków i strat

Wybrane informacje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat oraz wybrane informacje ze skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych za okresy 9 miesięcy zakończone 30 września 2013 i 2012 roku oraz za lata zakończone 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
<i>Wybrane informacje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat</i>	<i>(mln PLN)</i>				
Przychody ze sprzedaży bez wyłączenia akcyzy	8.753,7	8.486,9	11.506,4	10.685,7	9.782,2
Podatek akcyzowy	(216,2)	(245,7)	(329,6)	(317,7)	(314,5)
Przychody ze sprzedaży.....	8.537,5	8.241,2	11.176,8	10.368,0	9.467,8
Koszt własny sprzedaży	7.062,1	6.936,9	9.532,1	8.759,1	8.055,3
Zysk brutto ze sprzedaży	1.475,4	1.304,3	1.644,7	1.609,0	1.412,5
Pozostałe przychody operacyjne.....	97,7	81,9	134,9	154,5	69,2
Koszty sprzedaży	213,5	206,6	247,5	187,9	109,2
Koszty ogólnego zarządu.....	280,0	277,5	375,3	414,3	329,8
Pozostałe koszty operacyjne	146,5	103,5	250,8	298,3	226,5
Przychody finansowe	129,6	65,0	79,2	207,9	82,5
Koszty finansowe	246,8	186,0	359,1	172,7	103,7
Udział w zysku (stracie) jednostki stowarzyszonej	(0,5)	(0,2)	0,2	1,1	0,7
Zysk brutto	815,5	677,5	626,3	899,2	795,6
Podatek dochodowy	212,0	162,5	166,5	196,6	171,0
Zysk netto z działalności kontynuowanej	603,4	515,0	459,8	702,6	624,6
Strata netto z działalności zaniechanej ..	(5,8)	-	(18,3)	-	(0,4)
Zysk netto ze zbycia aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży.....	-	15,2	14,9	-	-
Zysk netto za okres	597,6	530,2	456,4	702,6	624,2
Przypadający na:					
Właścicieli jednostki dominującej	610,8	529,6	457,0	663,9	604,3

Dział B – Emitent i gwarant						
	Udziały niekontrolujące	(13,2)	0,6	(0,6)	38,7	19,9
Wybrane informacje ze skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych						
	Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1.489,6	852,3	1.334,7	1.481,9	1.179,2
	Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2.297,7)	(1.248,0)	(1.803,1)	(2.003,7)	(1.003,3)
	Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1.120,5	(64,6)	742,3	616,5	620,6
<i>Źródło: Sprawozdania Finansowe.</i>						
Wybrane informacje ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów za okresy 9 miesięcy zakończone 30 września 2013 i 2012 roku oraz za lata zakończone 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku						
			Okres 9 miesięcy zakończony 30 września			
			2013			2012
			<i>(mln PLN)</i>			
Wynik netto			597,6			530,2
<i>Składniki, które nigdy nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty</i>			31,3			(44,2)
Zyski i straty aktuarialne z tytułu programów określonych świadczeń			38,6			(54,6)
Podatek dochodowy od innych całkowitych dochodów, które nigdy nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty			(7,3)			10,4
<i>Składniki, które w przyszłości mogą zostać przeklasyfikowane na zyski lub straty</i>			27,6			(0,2)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych			(0,7)			(0,2)
Zabezpieczenie przepływów pieniężnych			34,9			-
Podatek dochodowy od innych całkowitych dochodów, które w przyszłości mogą zostać przeklasyfikowane na zyski lub straty			(6,6)			-
Inne całkowite dochody netto			58,8			(44,5)
Całkowite dochody razem			656,5			485,7
Przypadające na:						
Właścicieli jednostki dominującej			669,5			485,7
Udziały niekontrolujące			(13,1)			-
<i>Źródło: Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe.</i>						
			Rok zakończony 31 grudnia			
			2012	2011	2010	
			<i>(mln PLN)</i>			
Wynik netto			456,4	702,6	624,2	
Zwrot CIT z Planu Podziału			-	92,3	-	
Zyski i straty aktuarialne z tytułu programów określonych świadczeń			37,5	(48,1)	4,1	
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych			(0,2)	0,3	0,0	
Podatek dochodowy dotyczący programów określonych świadczeń			(7,1)	9,1	(0,8)	
Inne całkowite dochody netto			30,1	53,5	3,3	
Całkowite dochody razem			486,5	756,1	627,6	
Przypadające na:						
Właścicieli jednostki dominującej			487,2	717,5	607,6	
Udziały niekontrolujące			(0,6)	38,7	20,0	
<i>Źródło: Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe.</i>						

Dział B – Emitent i gwarant
Informacje ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej na dzień 30 września 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku

	Na dzień 30 września 2013	Na dzień 31 grudnia		
		2012	2011	2010
(mln PLN)				
AKTYWA				
Rzeczowe aktywa trwałe	11.356,1	10.000,9	9.150,7	8.451,1
Nieruchomości inwestycyjne.....	15,3	17,1	24,6	19,0
Wartości niematerialne	376,4	378,6	312,5	269,4
Wartość firmy	145,0	28,6	17,6	17,2
Udziały i akcje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności.....	2,0	2,6	2,8	41,6
Udziały i akcje pozostałe	1,3	1,0	1,6	32,5
Aktywa z tytułu podatku odroczonego.....	225,5	209,9	171,4	116,0
Pochodne instrumenty finansowe	50,4	-	-	-
Pozostałe aktywa długoterminowe	55,7	58,8	32,4	18,3
Aktywa trwałe	12.227,8	10.697,4	9.713,4	8.965,1
Zapasy	291,6	376,9	395,9	313,0
Należności z tytułu podatku dochodowego.....	40,4	37,5	15,5	62,9
Należności z tytułu dostaw i usług	1.274,7	1.520,7*	1.515,7*	1.440,8*
Lokaty i depozyty	20,4	26,8	-	0,1
Pozostałe aktywa finansowe	20,3	18,7**	52,2**	16,9**
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty.....	2.306,8	2.069,1	1.777,3	1.683,6
Pozostałe aktywa krótkoterminowe.....	235,8	155,5	210,7	157,6
Aktywa obrotowe	4.189,9	4.205,2	3.967,3	3.674,8
Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży.....	142,8	10,2	4,5	0,2
SUMA AKTYWÓW	16.560,5	14.912,8	13.685,3	12.640,1

* W Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym kwota ta prezentowana była jako składnik pozycji „Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności finansowe”.

** Kwota ta uwzględnia wartość udziałów i akcji prezentowaną w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym w osobnej pozycji „Udziały i akcje” oraz wartość pozostałych należności prezentowaną w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym wraz z należnościami z tytułu dostaw i usług w ramach pozycji „Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności finansowe”.

Źródło: Sprawozdania Finansowe.

	Na dzień 30 września 2013	Na dzień 31 grudnia		
		2012	2011	2010
(mln PLN)				
PASYWA				
Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej				
Kapitał podstawowy	4.521,6	4.968,8	4.968,8	4.968,8
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	(0,7)	0,0	0,3	0,0
Kapitał rezerwowy.....	447,2	-	-	-
Kapitał zapasowy	521,5	471,2	362,5	163,6
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających.....	28,3	-	-	-
Zyski zatrzymane	2.321,1	2.231,1	2.494,2	1.893,7
Udziały niekontrolujące	26,6	47,3	59,7	887,5
Kapitał własny ogółem.....	7.865,6	7.718,5	7.885,5	7.913,6
Kredyty i pożyczki	1.812,3	2.026,1	1.904,2	1.033,6
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	3.155,1	1.079,2	-	-
Rezerwy długoterminowe	652,8	710,8	667,3	599,6
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	516,8	519,7	525,6	553,5
Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe długoterminowe	462,7	456,0	465,9	442,9
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego ..	2,7	7,3	3,6	1,6
Pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe	2,6	1,7*	1,6*	0,3*
Pozostałe zobowiązania długoterminowe.....	10,1	0,6	3,5	0,1
Zobowiązania długoterminowe.....	6.615,1	4.801,5	3.571,7	2.631,7
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	718,0	709,8**	704,1**	736,8**

Dział B – Emitent i gwarant					
	Pozostałe zobowiązania finansowe	67,3	170,5**	189,4**	233,6**
	Bieżąca część kredytów i pożyczek.....	283,4	389,6	45,0	42,8
	Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	50,9	-	-	-
	Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	19,4	34,7	116,7	74,3
	Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacji rządowych	30,2	28,9	28,1	21,0
	Rozliczenia międzyokresowe bierne kosztów..	87,4	117,8	122,8	85,8
	Rezerwy	376,1	555,3	511,3	354,0
	Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	379,8	386,2	510,7	546,5
	Zobowiązania krótkoterminowe.....	2.012,5	2.392,8	2.228,1	2.094,8
	Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami trwałymi zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży.....	67,4	-	-	0,0
	Zobowiązania razem	8.695,0	7.194,3	5.799,8	4.726,5
	SUMA PASYWÓW	16.560,5	14.912,8	13.685,3	12.640,1
	<p><i>* W Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym kwota ta prezentowana była jako pozycja „Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe”.</i></p> <p><i>**W Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym kwoty te prezentowane były jako składniki pozycji „Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe”.</i></p> <p><i>Źródło: Sprawozdania Finansowe.</i></p>				
	<p>Od czasu opublikowania Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego nie wystąpiły żadne istotne niekorzystne zmiany w perspektywach Spółki. Od daty Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego nie wystąpiły znaczące zmiany w sytuacji finansowej lub handlowej Spółki.</p>				
B.13	<p>Opis wydarzeń z ostatniego okresu odnoszących się do Emitenta, które mają istotne znaczenie dla oceny wypłacalności Emitenta.</p> <p>Nie dotyczy. Od daty Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego nie wystąpiły wydarzenia, które miałyby istotny wpływ na wypłacalność Emitenta.</p>				
B.14	<p>Opis grupy kapitałowej emitenta oraz miejsca emitenta w tej grupie - w przypadku emitenta, który jest częścią grupy. Jeżeli emitent jest zależny od innych jednostek w ramach grupy, należy to wyraźnie wskazać.</p> <p>Na dzień Prospektu, w skład Grupy wchodzi Spółka i 52 spółki bezpośrednio lub pośrednio zależne od Spółki. Spółka jest jednostką dominującą w Grupie i nie jest zależna od innych jednostek w ramach Grupy.</p>				

Dział B – Emitent i gwarant

<p>B.15</p>	<p>Nasza podstawowa działalność obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz obrót energią elektryczną. Jesteśmy trzecim operatorem systemu dystrybucyjnego w Polsce pod względem wolumenu energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym, z wiodącą pozycją na polskim rynku pod względem udziału dystrybucji energii elektrycznej w EBITDA. Wśród największych grup energetycznych w Polsce zajmujemy wiodącą pozycję pod względem produkcji energii w elektrowniach wodnych oraz pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w łącznym wolumenie wytwarzanej i dystrybuowanej energii elektrycznej. Jesteśmy trzecim sprzedawcą energii elektrycznej w Polsce pod względem wolumenu energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym.</p> <p>Naszymi głównymi segmentami działalności są:</p> <ul style="list-style-type: none"> • segment dystrybucji, który obejmuje działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej, a także działalność bezpośrednio i pośrednio związaną z działalnością dystrybucyjną; • segment wytwarzania, który obejmuje głównie wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz działalność wytwórczą w elektrowniach konwencjonalnych i elektrociepłowniach, a także dystrybucję ciepła; oraz • segment sprzedaży, który obejmuje obrót energią elektryczną, a także obsługę klienta oraz usługi oświetlenia. <p>Korzystamy z naturalnego monopolu na obszarze obejmującym północną i centralną część Polski, gdzie znajdują się nasze aktywa dystrybucyjne. Na dzień 30 listopada 2013 roku, nasza sieć dystrybucyjna obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 77 tys. km², co stanowiło około 25% powierzchni kraju. W okresach 9 miesięcy zakończonych 30 września 2013 i 2012 roku przesłaliśmy odbiorcom końcowym, odpowiednio, 15,2 TWh i 14,9 TWh energii elektrycznej oraz, odpowiednio, 20,1 TWh, 19,6 TWh i 19,3 TWh energii elektrycznej w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.</p> <p>Na dzień Prospektu, całkowita zainstalowana elektryczna moc wytwórcza naszych elektrowni wynosi około 1,3 GW. Zainstalowana w naszych elektrowniach moc wytwórcza energii elektrycznej bazuje na zdywersyfikowanych źródłach energii takich jak węgiel kamienny, woda, biomasa, a od niedawna także wiatr. W okresach 9 miesięcy zakończonych 30 września 2013 i 2012 roku wytworzyliśmy, odpowiednio, 3,8 TWh i 3,3 TWh energii elektrycznej brutto, a w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku, odpowiednio, 4,1 TWh, 4,7 TWh i 4,6 TWh energii elektrycznej brutto.</p> <p>Sprzedajemy energię elektryczną do 2,9 mln klientów, zarówno gospodarstw domowych jak i przedsiębiorców. Ponadto obracamy energią elektryczną na krajowym hurtowym rynku energii elektrycznej. Jesteśmy również obecni na międzynarodowych hurtowych rynkach energii elektrycznej. Wolumen energii elektrycznej sprzedanej przez nas odbiorcom końcowym wyniósł, odpowiednio, 13,6 TWh i 15,1 TWh w okresach 9 miesięcy zakończonych 30 września 2013 i 2012 roku oraz, odpowiednio, 20,5 TWh, 19,3 TWh i 18,6 TWh w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rzecz klientów zewnętrznych przez segment sprzedaży na rynku hurtowym wyniósł, odpowiednio, 7,8 TWh i 4,0 TWh w okresach 9 miesięcy zakończonych 30 września 2013 i 2012 roku oraz, odpowiednio, 5,4 TWh, 4,7 TWh i 2,2 TWh w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.</p>
<p>B.16</p>	<p>W zakresie, w jakim znane jest to emitentowi, należy podać, czy emitent jest bezpośrednio lub pośrednio podmiotem posiadającym lub kontrolowanym oraz wskazać podmiot posiadający lub kontrolujący, a także opisać charakter tej kontroli.</p> <p>Na dzień Prospektu Spółka jest podmiotem bezpośrednio kontrolowanym przez Skarb Państwa będącym obecnie akcjonariuszem większościowym Spółki. Skarb Państwa wykonuje swoje uprawnienia właścicielskie względem Spółki za pośrednictwem</p>

Dział B – Emitent i gwarant	
	<p>Ministra Skarbu Państwa, na podstawie KSH, Statutu oraz innych przepisów.</p> <p>Na dzień Prospektu Skarb Państwa posiada 207.040.000 akcji Spółki stanowiących 50,00% kapitału zakładowego Spółki, uprawniających do wykonywania 351.968.000 głosów na Walnym Zgromadzeniu, co stanowi 62,96% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu, w tym 144.928.000 akcji imiennych serii BB uprzywilejowanych co do prawa głosu na Walnym Zgromadzeniu w ten sposób, że jedna akcja serii BB daje prawo do dwóch głosów na Walnym Zgromadzeniu.</p>
B.17	<p>Ratingi kredytowe przyznane emitentowi lub jego instrumentom dłużnym na wniosek emitenta lub przy współpracy emitenta w procesie przyznawania ratingu.</p> <p>Na dzień Prospektu Obligacjom zostały przyznane następujące ratingi kredytowe: agencja ratingowa Fitch Ratings przyznała Programowi Emisji rating międzynarodowy 'BBB' oraz rating krajowy 'A(pol)', a także przewidywalny rating międzynarodowy 'BBB(EXP)' oraz rating krajowy 'A(pol)(EXP)' dla obligacji, których emisja będzie dokonywana w ramach Programu Emisji.</p> <p>Na dzień Prospektu Spółce zostały przyznane następujące ratingi kredytowe: agencja ratingowa Fitch Ratings nadała Spółce długoterminowy rating międzynarodowy na poziomie „BBB” z perspektywą stabilną oraz długoterminowy rating krajowy na poziomie „A(pol)” z perspektywą stabilną, a agencja ratingowa Moody’s Investors Service przyznała Spółce długoterminową ocenę ratingową „Baa1” z perspektywą stabilną.</p>

Dział C – Papiery wartościowe	
C.1	<p>Opis typu i klasy papierów wartościowych stanowiących przedmiot oferty lub dopuszczenia do obrotu, w tym ewentualny kod identyfikacyjny papierów wartościowych.</p> <p>Na podstawie Prospektu Spółka będzie ubiegała się o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot 100.000 obligacji na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10.000 PLN każda i łącznej wartości nominalnej 1.000.000.000 PLN oraz terminie wykupu przypadającym na dzień 18 października 2019 roku („Obligacje”) wyemitowanych przez Spółkę.</p> <p>Obligacje zostały zarejestrowane w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW i nadany im został kod ISIN PLENERG00014.</p>
C.2	<p>Waluta emisji papierów wartościowych.</p> <p>Walutą Obligacji jest złoty polski.</p>
C.5	<p>Opis wszystkich ograniczeń dotyczących swobodnej zbywalności papierów wartościowych.</p> <p>Nie dotyczy. Obligacje nie podlegają ograniczeniom dotyczącym zbywalności.</p>
C.8	<p>Opis praw związanych z papierami wartościowymi, w tym ranking, w tym ograniczenia tych praw.</p> <p><i>Opis praw związanych z papierami wartościowymi:</i> Z Obligacjami związane są w szczególności następujące prawa:</p> <ul style="list-style-type: none"> • prawo do otrzymania świadczenia pieniężnego polegającego na zapłacie przez Emitenta kwoty odpowiadającej wartości nominalnej Obligacji oraz kwoty odsetek na zasadach i w terminach określonych w Warunkach Emisji Obligacji; • prawo do żądania wcześniejszego wykupu Obligacji na zasadach i w terminach określonych w Warunkach Emisji Obligacji; • prawo do żądania zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy i umieszczenia określonych spraw w porządku jego obrad; • prawo dostępu do rocznych sprawozdań finansowych Emitenta wraz z opinią biegłego rewidenta w okresie od dokonania emisji do czasu całkowitego wykupu Obligacji.

Dział C – Papiery wartościowe	
	<p><i>Ranking:</i> Obligacje stanowią niepodporządkowane oraz niezabezpieczone (chyba że zostanie ustanowione zabezpieczenie w celu zabezpieczenia zobowiązań Emitenta wynikających z Obligacji zgodnie z Umową Emisyjną) zobowiązania finansowe Emitenta oraz równe i bez pierwszeństwa zaspokojenia względem siebie (z zastrzeżeniem wyjątków wynikających z bezwzględnie obowiązujących przepisów prawa polskiego), a także równe względem wszystkich pozostałych obecnych lub przyszłych niepodporządkowanych i niezabezpieczonych zobowiązań finansowych Emitenta (chyba że zostanie ustanowione zabezpieczenie w celu zabezpieczenia zobowiązań Emitenta wynikających z Obligacji zgodnie z Umową Emisyjną).</p> <p><i>Ograniczenia praw:</i> Nie występuje ograniczenie praw związanych z Obligacjami.</p>
C.9	<p>Nominalna stopa procentowa, data rozpoczęcia wypłaty odsetek oraz data wymagalności odsetek, opis instrumentu bazowego stanowiącego jego podstawę, data zapadalności i ustalenia dotyczące amortyzacji pożyczki, łącznie z procedurami dokonywania spłat, wskazanie poziomu rentowności, imię i nazwisko (nazwa) osoby reprezentującej posiadaczy dłużnych papierów wartościowych.</p> <p><i>Nominalna stopa procentowa:</i> W przypadku Obligacji stopa procentowa dla danego okresu odsetkowego równa jest stawce WIBOR (<i>Warsaw Interbank Offered Rate</i>) dla depozytów 3-miesięcznych powiększonej o marżę odsetkową wynoszącą 1,50% w skali roku.</p> <p><i>Data rozpoczęcia wypłaty odsetek oraz daty wymagalności odsetek:</i> Dla Obligacji datą rozpoczęcia wypłaty odsetek jest 19 stycznia 2013 roku. Obligacje są oprocentowane od daty emisji (wliczając ten dzień) do daty wykupu (nie wliczając tego dnia). W każdym dniu płatności odsetek wskazanym w Warunkach Emisji Obligacji, Emitent zobowiązany jest dokonać na rzecz każdego obligatariusza płatności kwoty odsetek obliczonej zgodnie z Warunkami Emisji Obligacji. Kwoty odsetek będą płatne z dołu.</p> <p><i>Opis instrumentu bazowego stanowiącego jego podstawę:</i> Nie dotyczy. Stopa procentowa Obligacji nie została ustalona w oparciu o instrument bazowy.</p> <p><i>Data zapadalności i ustalenia dotyczące amortyzacji pożyczki, łącznie z procedurami dokonywania spłat:</i> Nie dotyczy.</p> <p><i>Wskazanie poziomu rentowności:</i> Rentowność nominalną Obligacji oblicza się ze wzoru:</p> $R_n = \frac{m * O}{N} * 100\%$ <p>Gdzie: R_n – oznacza rentowność nominalną m – oznacza liczbę okresów odsetkowych w okresie 1 roku O – oznacza odsetki za okres odsetkowy N – oznacza wartość nominalną</p> <p><i>Imię i nazwisko (nazwa) osoby reprezentującej posiadaczy dłużnych papierów wartościowych:</i> Nie dotyczy. Nie został powołany bank-reprezentant posiadaczy Obligacji w rozumieniu art. 30 Ustawy o Obligacjach.</p>

C.10	<p>W przypadku gdy konstrukcja odsetek dla danego papieru wartościowego zawiera element pochodny, należy przedstawić jasne i wyczerpujące wyjaśnienie, aby ułatwić inwestorom zrozumienie, w jaki sposób wartość ich inwestycji zależy od wartości instrumentu(-ów) bazowego(-ych), zwłaszcza w sytuacji, gdy ryzyko jest najbardziej wyraźne.</p> <p>Nie dotyczy. Konstrukcja odsetek dla Obligacji nie zawiera elementu pochodnego.</p>
C.11	<p>Wskazanie, czy oferowane papiery wartościowe są lub będą przedmiotem wniosku o dopuszczenie do obrotu, z uwzględnieniem ich dystrybucji na rynku regulowanym lub na innych rynkach równoważnych, wraz z określeniem tych rynków.</p> <p>Obligacje nie są przedmiotem oferty publicznej.</p> <p>Spółka będzie wnioskowała o dopuszczenie do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot 100.000 Obligacji na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10.000 PLN każda i łącznej wartości nominalnej 1.000.000.000 PLN oraz terminie wykupu przypadającym na dzień 18 października 2019 roku.</p> <p>Obligacje są od dnia 19 listopada 2012 roku przedmiotem obrotu w alternatywnym systemie obrotu w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot. Na dzień Prospektu Obligacje nie są przedmiotem obrotu na jakimkolwiek rynku regulowanym.</p>

Dział D – Ryzyko

D.2	<p>Najważniejsze informacje o głównych czynnikach ryzyka charakterystycznych dla emitenta.</p> <p>Czynniki ryzyka związane z naszą działalnością:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prezes URE może opóźnić lub odmówić zatwierdzenia taryf dla dystrybucji i obrotu energią elektryczną lub dystrybucji ciepła, a zatwierdzone taryfy mogą nie pokryć kosztów działalności spółek z Grupy lub nie zapewnić im oczekiwanego zwrotu z kapitału • Zgodnie z obecną metodologią wyliczania taryf dystrybucyjnych, na ich wysokość wpływają czynniki, na które nie mamy wpływu, takie jak stopa zwrotu z polskich obligacji skarbowych; ponadto, metodologia wyliczania taryf dystrybucyjnych może ulec zmianie • Krajowy system wsparcia dla wytwarzania energii z OZE może zostać znacząco zmieniony • W przypadku spełnienia się przesłanek wskazujących na utratę wartości naszych rzeczowych aktywów trwałych będziemy zobowiązani dokonać odpisów aktualizujących ich wartość • Prezes URE może rozszerzyć zakres dokumentacji wymaganej w postępowaniach dotyczących wydania tzw. zielonych certyfikatów ze współspalania biomasy powodując wydłużenie czasu oczekiwania na ich wydanie • Nasze wyniki finansowe są uzależnione od cen energii elektrycznej i ciepła kształtowanych przez czynniki zewnętrzne • Nasze zdolności wytwórcze są niewystarczające dla zaspokojenia zobowiązań wynikających z umów sprzedaży energii elektrycznej • Możemy nie być w stanie skutecznie zabezpieczyć się przed skutkami zmian cen energii elektrycznej • Realizacja naszych projektów inwestycyjnych może zostać opóźniona lub projekty te mogą nie zostać zrealizowane, nie przynieść spodziewanego zwrotu lub w inny sposób nie spełnić oczekiwań • Integracja nowo ukończonych projektów inwestycyjnych z naszą działalnością może okazać się czasochłonna i kosztowna lub w ogóle się nie udać lub mieć niekorzystny wpływ na naszą działalność • Opóźnienia lub niepowodzenia w przeprowadzaniu modernizacji naszych aktywów mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę • Niezrealizowanie odpowiednich inwestycji w budowę sieci dystrybucyjnej może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę, a w szczególności wiązać się z
-----	---

Dział D – Ryzyko

- obowiązkiem zapłaty odszkodowań
- Zgodnie z Prawem Energetycznym, jako sprzedawca z urzędu, ENERGA-OBRÓT może być zobowiązana do zakupu energii elektrycznej po cenach wyższych od cen rynkowych
 - ENERGA Wytwarzanie może nie mieć tytułu prawnego lub utracić tytuł prawny do wykorzystywania niektórych składników infrastruktury elektrowni wodnych, w szczególności EW Włocławek, w swojej działalności
 - Działania polskiego operatora systemu przesyłowego PSE mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę
 - Niekorzystne warunki pogodowe mogą mieć istotny negatywny wpływ na popyt, podaż i dystrybucję energii elektrycznej i ciepła
 - Sytuacja makroekonomiczna może istotnie niekorzystnie wpływać na Grupę
 - Zapotrzebowanie na energię elektryczną może się wahać
 - Możemy być narażeni na ryzyko wzrostu konkurencji w przyszłości
 - Nasza działalność może być uznana za nadużywanie pozycji dominującej na lokalnym rynku sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła
 - Nasza działalność może być narażona na ryzyko wystąpienia awarii, w tym awarii zasilania (tzw. black-out), katastrof naturalnych, ataków terrorystycznych i innych podobnych zdarzeń, które mogą spowodować przerwy lub zakłócenia związane z działalnością naszych jednostek wytwórczych, zakłócić płynność dostaw energii elektrycznej do naszych klientów lub spowodować szkody u osób trzecich
 - Dostawy paliw do naszych jednostek wytwórczych mogą zostać zakłócone lub ograniczone, lub ich koszty mogą znacznie wzrosnąć, co może prowadzić do zakłóceń lub istotnych ograniczeń w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w naszych elektrowniach lub negatywnie wpłynąć na rentowność naszych jednostek wytwórczych
 - Nieuzyskanie finansowania zewnętrznego w odpowiedniej wysokości i na korzystnych warunkach, lub nieuzyskanie go w ogóle, może negatywnie wpłynąć na naszą działalność, a w szczególności przyczynić się do opóźnień lub rezygnacji z realizacji planowanego programu inwestycyjnego
 - Koszt obsługi naszego zadłużenia oraz naruszenie naszych zobowiązań wynikających z umów finansowania mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę
 - Jesteśmy narażeni na ryzyko walutowe, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę, a w szczególności może prowadzić do wzrostu wartości naszych zobowiązań finansowych
 - Tworzone przez nas rezerwy mogą okazać się niewystarczające na pokrycie naszych zobowiązań
 - Jeśli nie będziemy w stanie zatrzymać obecnej lub pozyskać nowej wykwalifikowanej kadry, rozwój Grupy może być utrudniony
 - Posiadane przez nas polisy ubezpieczeniowe mogą nie obejmować wszystkich ryzyk, które mogą się ziścić w przyszłości
 - Spory zbiorowe z organizacjami związkowymi, strajki i inne akcje protestacyjne, a także obowiązywanie układów zbiorowych pracy, przewidujących warunki zatrudnienia odbiegające od warunków rynkowych, mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą Grupę
 - Nasze systemy informatyczne mogą ulec awarii
 - W postępowaniach administracyjnych lub sądowych, w których uczestniczymy, mogą zapaść niekorzystne dla nas rozstrzygnięcia
 - Spółki należące do Grupy korzystają z większości nieruchomości bez tytułu prawnego, mogą nie posiadać odpowiedniego tytułu prawnego do nieruchomości, a do części nieruchomości ich tytuł prawny może być podważany lub utracony
 - Polskie przepisy podatkowe są skomplikowane i niejasne, a przy tym mogą podlegać zmianom, co w efekcie może prowadzić do sporów z organami podatkowymi
 - Organy podatkowe mogą na podstawie regulacji dotyczących cen transferowych zakwestionować rozliczenia pomiędzy spółkami z Grupy a podmiotami

Dział D – Ryzyko

powiązanymi

- W wyniku sporów z organami podatkowymi w związku z nieodpłatnym korzystaniem z niektórych nieruchomości, możemy zostać zobowiązani do zapłaty podatku z tytułu nieodpłatnych świadczeń
- W przypadku wydania prawomocnego wyroku uwzględniającego powództwo o stwierdzenie nieważności, alternatywnie o uchylenie Uchwały o Uprzywilejowaniu może ulec zmianie liczba głosów przypadająca na akcje serii BB Spółki
- Skarb Państwa posiadający największą liczbę głosów na Walnym Zgromadzeniu będzie mógł podejmować działania, które mogą być niezgodne z interesami posiadaczy Obligacji oraz pozostałych akcjonariuszy Spółki

Czynniki ryzyka związane z polskim sektorem energetycznym:

- Sektor energetyczny w Polsce podlega decyzjom organów nadzoru
- Ponowne objęcie regulacją przez Prezesa URE obszarów naszej działalności, które aktualnie nie podlegają regulacji cenowej, jak również uwolnienie cen energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G, może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę
- W przypadku wprowadzenia bardziej restrykcyjnych regulacji dotyczących niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych, możemy zostać zobowiązani do poniesienia dodatkowych kosztów lub dalszego zmniejszania swojego wpływu na ENERGA-OPERATOR lub nawet do zaprzestania działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej
- Cofnięcie lub nieprzedłużenie okresu ważności koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych, lub odmowa udzielenia nowych koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych może prowadzić do konieczności ograniczenia zakresu naszej działalności
- Nieprecyzyjne przepisy dotyczące obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców mogą prowadzić do sporów z Prezesem URE dotyczących realizacji tego obowiązku, a także do podważania zawartych przez nas umów sprzedaży energii elektrycznej
- Skarb Państwa może podejmować w stosunku do nas decyzje o charakterze uznaniowym na podstawie Ustawy o Sprzeciwie MSP, co może kolidować z zamiarami lub interesami posiadaczy Obligacji oraz akcjonariuszy Spółki
- Możemy nie dotrzymać obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów paliw, co może skutkować nałożeniem na nas kar pieniężnych przez Prezesa URE
- Niektóre transakcje z naszym udziałem mogą być zakwestionowane, jako stanowiące niedozwoloną pomoc publiczną, co może skutkować obowiązkiem zwrotu udzielonej pomocy wraz z narosłymi odsetkami
- Obowiązują nas przepisy o zamówieniach publicznych, które są często trudne w interpretacji i zastosowaniu
- Niektóre spośród zawartych przez nas transakcji mogą być podważane lub uważane za nieskuteczne z powodu niezgodności z Ustawą o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa lub Ustawą o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych
- Krajowy system wsparcia kogeneracji może być zmieniony lub zniesiony
- Nowe regulacje dotyczące emisji CO₂ mogą zmusić nas do poniesienia istotnych dodatkowych nakładów inwestycyjnych lub dodatkowych kosztów, lub do ograniczenia naszej działalności w zakresie produkcji energii elektrycznej
- Konieczność spełniania zaostrzonych standardów dotyczących zanieczyszczeń takich jak SO₂, NO_x, pyły i inne substancje może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę
- Wprowadzenie opłaty za wykorzystywanie wody w energetyce może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę
- Podlegamy różnym regulacjom z zakresu ochrony środowiska, co może wiązać się z koniecznością ponoszenia znaczących kosztów związanych z dostosowaniem się do przepisów lub uzyskaniem nowych pozwoleń środowiskowych wynikających z zaostrzenia przepisów dotyczących ochrony środowiska oraz wdrażania najlepszych praktyk branżowych

Dział D – Ryzyko	
	<ul style="list-style-type: none"> Regulacje dotyczące ochrony środowiska mogą nakładać na nas liczne ograniczenia, prowadzić do znaczącego zwiększenia się kosztów realizacji nowych projektów oraz wytwarzania energii elektrycznej, jak też zmusić nas do wycofania się z eksploatacji istniejących aktywów Częste zmiany polskich przepisów dotyczących naszego sektora mogą istotnie niekorzystnie wpływać na Grupę Niesprzyjające zmiany otoczenia politycznego mogą istotnie niekorzystnie wpływać na Grupę
D.3	<p>Najważniejsze informacje o głównych czynnikach ryzyka charakterystycznych dla papierów wartościowych.</p> <p>Czynniki ryzyka związane z Dopuszczeniem do Obrotu oraz Obligacjami:</p> <ul style="list-style-type: none"> KNF może między innymi nakazać wstrzymanie ubiegania się lub zakazać ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie Obligacji do obrotu na rynku regulowanym Jeżeli nie spełnimy wymagań określonych w Regulaminie BondSpot lub Ustawie o Ofercie Publicznej, Obligacje mogą zostać wykluczone z obrotu na BondSpot Obrót Obligacjami na BondSpot może zostać zawieszony Płynność i kurs notowań Obligacji mogą podlegać znacznym wahaniom Wartość Obligacji w portfelach inwestorów zagranicznych może ulec obniżeniu na skutek zmienności kursów walutowych Ryzyko zmiany stóp procentowych Nasze dalsze zadłużenie lub wystąpienie określonych innych zdarzeń może negatywnie wpłynąć na naszą zdolność do spełnienia zobowiązań wynikających z Obligacji i ograniczyć zdolność obligatariuszy do realizacji praw z Obligacji Na Spółkę mogą zostać nałożone sankcje administracyjne za naruszenie obowiązków wynikających z Ustawy o Ofercie Publicznej i Ustawy o Obrocie Harmonogram dopuszczenia Obligacji do obrotu na rynku regulowanym może ulec zmianie lub też mogą wystąpić nieprzewidziane opóźnienia w jego realizacji Ryzyko związane z obniżeniem ratingów Spółki lub ratingów Obligacji

Dział E – Oferta	
E.2b	<p>Przyczyny oferty i opis wykorzystania wpływów pieniężnych, gdy są one inne niż osiągnięcie zysku lub zabezpieczenie przed określonymi rodzajami ryzyka.</p> <p>Nie dotyczy. Obligacje nie są przedmiotem oferty publicznej.</p>
E.3	<p>Opis warunków oferty.</p> <p>Nie dotyczy. Obligacje nie są przedmiotem oferty publicznej.</p>
E.4	<p>Opis interesów, włącznie z konfliktem interesów, o istotnym znaczeniu dla emisji lub oferty.</p> <p>Nie dotyczy. Obligacje nie są przedmiotem oferty publicznej.</p>
E.7	<p>Szacunkowe koszty pobierane od inwestora przez emitenta lub oferującego.</p> <p>Nie dotyczy. Obligacje nie są przedmiotem oferty publicznej.</p>

CZYNNIKI RYZYKA

Potencjalni inwestorzy powinni przeanalizować wszystkie informacje zawarte w niniejszym Prospekcie, łącznie z dokumentami włączonymi przez odniesienie oraz opisanymi poniżej czynnikami ryzyka. Jeżeli którekolwiek z niżej opisanych zdarzeń rzeczywiście wystąpi, może ono mieć istotny negatywny wpływ na działalność naszej Grupy, jej sytuację finansową lub wyniki z działalności, co może wpłynąć na możliwość wypełnienia przez Spółkę swoich obowiązków z Obligacji, w tym na zdolność Spółki do dokonywania płatności z Obligacji oraz ich terminowego wykupu, a także na wartość lub rentowność Obligacji. W szczególności zdarzenia opisane poniżej mogą indywidualnie lub kumulatywnie doprowadzić do trwałej niemożności obsługi przez Emitenta swoich zobowiązań finansowych, przejściowej utraty płynności, mogą wpłynąć na wysokość stopy bazowej lub rentowność Obligacji, lub mogą wpłynąć na ocenę ryzyka Emitenta i Obligacji przez inwestorów, powodując obniżenie wartości rynkowej Obligacji. Ponadto, niżej opisane czynniki ryzyka nie są jedynymi czynnikami, na które narażona jest Grupa. Dodatkowe czynniki ryzyka, które obecnie nie są znane lub które są obecnie uważane za nieistotne, mogą także mieć istotny negatywny wpływ na działalność Grupy, jej sytuację finansową i wyniki z działalności oraz na zdolność Spółki do wykonywania zobowiązań wynikających z Obligacji.

Czynniki ryzyka związane z naszą działalnością

Prezes URE może opóźnić lub odmówić zatwierdzenia taryf dla dystrybucji i obrotu energią elektryczną lub dystrybucji ciepła, a zatwierdzone taryfy mogą nie pokryć kosztów działalności spółek z Grupy lub nie zapewnić im oczekiwanego zwrotu z kapitału

Nasze wyniki finansowe w znacznym stopniu zależą od poziomu cen, jakie nasi klienci płacą za usługi dystrybucji oraz zakup energii elektrycznej i ciepła. Poziom cen z kolei zależy od stosowanych przez nas taryf, spośród których część wymaga zatwierdzenia przez Prezesa URE. Na dzień Prospektu spośród obszarów działalności, w które jesteśmy zaangażowani, w praktyce, zatwierdzaniu przez Prezesa URE podlegają taryfy dla dystrybucji energii elektrycznej oraz sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców z grupy taryfowej G, tzn. przede wszystkim odbiorców detalicznych (głównie gospodarstw domowych), jak również taryfy dla dystrybucji i sprzedaży ciepła.

Taryfy ustalane zgodnie z Prawem Energetycznym powinny zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału, przy jednoczesnym zapewnieniu ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Do kompetencji Prezesa URE, w sferze taryf, należy między innymi: (a) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf, w tym analizowanie i weryfikowanie wysokości kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne do kalkulacji taryf przedkładanych do zatwierdzenia; oraz (b) ustalanie uzasadnionego zwrotu z kapitału. Decyzje Prezesa URE w tym zakresie charakteryzują się dużą uznaniowością. W procesie zatwierdzania taryf Prezes URE może kwestionować wysokość kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne do kalkulacji taryf, nie uznawać niektórych kosztów za koszty uzasadnione, a także kwestionować wartość aktywów przyjmowaną do ustalenia uzasadnionego zwrotu z kapitału. Istnieje ryzyko, że nasze taryfy nie zostaną zatwierdzone, zostaną zatwierdzone z opóźnieniem lub zostaną zatwierdzone w innym kształcie niż pierwotnie przez nas wnioskowane. W szczególności, realizowany przez nas w obszarze dystrybucji plan inwestycyjny może spowodować wzrost wartości regulacyjnej aktywów (WRA) niezwiązanych bezpośrednio ze zwiększeniem ilości energii dostarczanej do odbiorców przyłączonych do naszej sieci (na przykład związanych z przyłączaniem OZE), co mogłoby spowodować wzrost wysokości amortyzacji oraz zwrotu z kapitału (które są uwzględniane w kalkulacji taryf dla dystrybucji) w stopniu istotnie wyższym niż w przypadku pozostałych OSD. Aby zapobiec dysproporcji w obciążeniu naszych odbiorców kosztami usług dystrybucyjnych, w porównaniu z odbiorcami pozostałych OSD, Prezes URE mógłby podjąć działania mające na celu ograniczenie wzrostu naszej taryfy dla dystrybucji, co mogłoby spowodować zatwierdzenie naszej taryfy dla dystrybucji na niższym poziomie niż wnioskowany przez nas.

Powyższe czynniki mogą prowadzić do braku możliwości ustalenia przez nas taryf na poziomie zapewniającym pokrycie ponoszonych przez nas kosztów lub osiągnięcie oczekiwanego przez nas zwrotu z zaangażowanego kapitału. Wydłużający się proces zatwierdzania nowych taryf przez Prezesa URE może również prowadzić do opóźnień w ich wprowadzaniu.

W praktyce taryfy są zatwierdzane na okres jednego roku. Wystąpiły też przypadki przedłużenia przez Prezesa URE obowiązywania naszej taryfy na okres dłuższy niż rok i zatwierdzenia taryfy na okres krótszy niż rok. Jeżeli w okresie obowiązywania taryfy poniesiemy wyższe niż planowaliśmy lub dodatkowo, nieprzewidziane koszty, w tym związane ze wzrostem cen energii elektrycznej nabywanej poza Grupą w celu dalszej odsprzedaży, lub jeżeli ilość dystrybuowanej przez nas energii elektrycznej będzie niższa od przewidywanej na potrzeby kalkulacji taryfy, będziemy mieć ograniczone możliwości zmiany obowiązującej taryfy w celu odzwierciedlenia w niej takich wyższych lub dodatkowych kosztów lub zmniejszenia ilości dystrybuowanej

przez nas energii elektrycznej. W praktyce Prezes URE godzi się na zmianę decyzji o zatwierdzeniu obowiązującej taryfy tylko w przypadku znaczącego wzrostu kosztów z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego. Prezes URE może także ustalić z urzędu, w drodze decyzji, współczynniki korekcyjne, które będziemy obowiązani stosować i które mogą spowodować obniżenie cen i stawek opłat określonych w zatwierdzonej uprzednio taryfie. Brak lub opóźnienie zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf lub zatwierdzenie taryf niepokrywających naszych kosztów operacyjnych może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Zgodnie z obecną metodologią wyliczania taryf dystrybucyjnych, na ich wysokość wpływają czynniki, na które nie mamy wpływu, takie jak stopa zwrotu z polskich obligacji skarbowych; ponadto metodologia wyliczania taryf dystrybucyjnych może ulec zmianie

Przychody naszego segmentu dystrybucji, który wygenerował 75,7% naszej skonsolidowanej EBITDA w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku, zależą w istotnej mierze od poziomu stawek za usługi dystrybucyjne wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy, wyliczanej zgodnie z metodologią ustaloną i zatwierdzoną przez Prezesa URE. Metodologia stosowana obecnie przy zatwierdzaniu taryf, opisana jest w dwóch publicznie dostępnych dokumentach, zatytułowanych „Taryfy OSD na rok 2012” i „Taryfy OSD na rok 2013”. Ważnym elementem wzoru wykorzystywanego do ustalania taryf jest sposób określania uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną. Zwrot taki wyliczany jest na podstawie średniego ważonego kosztu kapitału (weighted average cost of capital, WACC) oraz wartości regulacyjnej aktywów. Istotnym czynnikiem wpływającym na wysokość uzasadnionego WACC jest wartość stopy wolnej od ryzyka ustalonej na podstawie rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa, o stałym oprocentowaniu i najdłuższym okresie zapadalności. Gdy rentowność obligacji skarbowych spada, poziom taryf za usługi dystrybucyjne może ulec istotnemu obniżeniu, co z kolei może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Istnieje ryzyko, że w przyszłości Prezes URE może zmienić parametry istotne dla wyliczenia średniego rocznego kosztu kapitału, a w szczególności zasady wyznaczania stopy wolnej od ryzyka oraz modelowego współczynnika poziomu zadłużenia. Według publicznych zapowiedzi, intencją Prezesa URE jest zmiana obecnie stosowanych zasad wyliczania taryf dystrybucyjnych z początkiem 2016 roku. Zgodnie z informacją Prezesa URE z 30 sierpnia 2013 roku, nowe zasady regulacji OSD powinny uwzględniać nie tylko aktualizację podejścia do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału oraz dokonanie oceny efektywności kosztów operacyjnych i wolumenu różnicy bilansowej, lecz również elementy regulacji jakościowej. Skutkiem wprowadzenia nowej metodologii może być obniżka poziomu stawek za usługi dystrybucyjne, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Krajowy system wsparcia dla wytwarzania energii z OZE może zostać znacząco zmieniony

Podobnie jak inne przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną z OZE, korzystamy z mechanizmów wsparcia dla OZE, które stanowią istotne źródło przychodu naszego segmentu wytwarzania. Wśród największych grup energetycznych w Polsce zajmujemy wiodącą pozycję pod względem produkcji energii w elektrowniach wodnych oraz pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w łącznym wolumenie wytwarzanej energii elektrycznej. Energia elektryczna pochodząca z OZE stanowiła 31,6% łącznej ilości energii elektrycznej wytworzonej przez nas w 2012 roku. Obecnie prowadzone są prace legislacyjne zmierzające do zreformowania istniejącego systemu wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej z OZE.

Zgodnie z projektem ustawy o odnawialnych źródłach energii datowanym na dzień 31 grudnia 2013 roku („Projekt Ustawy o OZE”), zmianie mają ulec mechanizmy wsparcia wytwarzania energii z OZE, zarówno w instalacjach działających w dniu wejścia w życie nowych przepisów, jak i w instalacjach, które rozpoczną wytwarzanie energii po ich wejściu w życie. Zgodnie z Oceną Skutków Regulacji (OSR) dotyczącą Projektu Ustawy o OZE, jednym z głównych celów wprowadzenia nowego systemu wsparcia jest optymalizacja kosztów wynikających ze wspierania wytwarzania energii z OZE, m.in. poprzez zastąpienie obecnie funkcjonującego systemu opartego na prawach majątkowych (tzw. zielone certyfikaty) nowym systemem opartym na aukcjach organizowanych przez Prezesa URE.

Projekt Ustawy o OZE dodatkowo przewiduje szereg ograniczeń we wspieraniu OZE, między innymi wyłączenie z mechanizmów wsparcia istniejących elektrowni wodnych o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej powyżej 1 MW, co dotyczyłoby także części elektrowni wodnych wchodzących w skład Grupy, w tym elektrowni wodnej we Włocławku. Projekt przewiduje także istotne ograniczenie wsparcia dla instalacji spalania wielopaliwowego, w tym instalacji współspalania biomasy w Elektrowni Ostrołęka, w szczególności

poprzez objęcie systemem wsparcia poziomu wytwarzania energii elektrycznej określonego na podstawie danych historycznych, redukcję liczby przysługujących zielonych certyfikatów na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej oraz umożliwienie udziału w systemie aukcyjnym wyłącznie dla części instalacji współspalania biomasy (tzw. instalacji dedykowanych). Projekt Ustawy o OZE zakłada, iż łączny okres wsparcia zarówno dla instalacji OZE działających w dniu wejścia w życie nowych przepisów, jak i nowych instalacji, będzie wynosił maksymalnie 15 lat. Do dnia Prospektu nie zostały przedstawione propozycje cen referencyjnych dla OZE, które przystąpią do pierwszej aukcji po ewentualnym wejściu w życie nowych regulacji. Skutkuje to dodatkowym ryzykiem związanym z niepewnością przyszłych inwestycji i rozwojem OZE w Polsce.

Projekt Ustawy o OZE przewiduje obowiązek dokonywania przez podmioty wskazane przez URE spośród sprzedawców energii elektrycznej o największym wolumenie sprzedaży (tzw. „sprzedawca zobowiązany”) zakupu energii elektrycznej w systemie aukcyjnym. Projekt Ustawy o OZE przewiduje także system wyrównywania sprzedawcom zobowiązanym różnic pomiędzy ceną zakupu ustaloną w aukcji a ceną sprzedaży energii elektrycznej ze środków pochodzących z tzw. opłaty OZE uiszczanej przez odbiorców końcowych i rozliczanej ze sprzedawcami zobowiązanymi przez spółkę celową Skarbu Państwa, Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A. Nie można wykluczyć, że przewidywany system wyrównywania różnic w oparciu o rozliczenia opłaty OZE nie zapewni sprzedawcom zobowiązanym pokrycia różnicy z tytułu zakupu energii elektrycznej w systemie aukcyjnym po cenie wyższej niż cena jej sprzedaży. Dodatkowo, zgodnie z Uzasadnieniem Projektu Ustawy o OZE przedstawiona propozycja zawiera rozwiązania, których celem jest przeciwdziałanie nadpodaży świadectw pochodzenia.

Przewiduje się, że powyższe zmiany przewidziane w Projekcie Ustawy o OZE weszłyby w życie po przyjęciu ich w drodze odpowiedniej ścieżki legislacyjnej oraz po upływie 12 miesięcy od dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej. W szczególności, po przyjęciu Projektu Ustawy o OZE przez Radę Ministrów, miałby on zostać skierowany do Sejmu, jednakże, biorąc pod uwagę dotychczasowy przebieg prac legislacyjnych, na obecnym etapie termin przyjęcia Projektu Ustawy o OZE przez Radę Ministrów, harmonogram prac parlamentarnych nad tą ustawą ani jej ostateczny kształt, a tym samym ostateczny kształt przyszłych mechanizmów wsparcia dla OZE nie są możliwe do przewidzenia.

Wprowadzenie nowego systemu wsparcia zgodnie z Projektem Ustawy o OZE lub inna niekorzystna zmiana istniejącego mechanizmu wsparcia dla OZE może mieć istotny negatywny wpływ na opłacalność wytwarzania energii elektrycznej z OZE, podaż oraz ceny świadectw pochodzenia, jak również na rentowność działalności w obrocie energią elektryczną, a co za tym idzie, mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz plany inwestycyjne i perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

W przypadku spełnienia się przesłanek wskazujących na utratę wartości naszych rzeczowych aktywów trwałych będziemy zobowiązani dokonać odpisów aktualizujących ich wartość

Na koniec każdego okresu sprawozdawczego dokonujemy oceny, czy istnieją przesłanki wskazujące na to, że mogła nastąpić utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych. Analizie podlegają zarówno czynniki zewnętrzne, w tym zmiany o charakterze technologicznym, rynkowym, gospodarczym lub prawnym w otoczeniu, w którym prowadzimy działalność lub też na rynkach, do obsługi których nasze aktywa są wykorzystywane, jak i czynniki wewnętrzne związane z fizycznym stanem rzeczowych składników aktywów oraz zmianami w sposobie ich wykorzystywania. W przypadku wystąpienia takich przesłanek, przeprowadzamy testy na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych. W przeszłości przeprowadzaliśmy testy na utratę wartości naszych aktywów, w wyniku których aktualizowaliśmy wartość rzeczowych aktywów trwałych, w tym w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku dokonaliśmy odpisu aktualizującego w związku z przeszacowaniem wartości rzeczowych aktywów trwałych Elektrowni Ostrołęka B w wysokości 123,4 mln PLN, w roku zakończonym 31 grudnia 2012 dokonaliśmy odpisu aktualizującego w związku ze wstrzymaniem projektu inwestycyjnego Ostrołęka C w wysokości 122,6 mln PLN, natomiast w roku zakończonym 31 grudnia 2010 roku dokonaliśmy odpisu aktualizującego wartość środków trwałych Elektrowni Ostrołęka A w wysokości 47,2 mln PLN w związku z utratą istotnego odbiorcy ciepła. Na dzień 30 września 2013 roku, łączna wartość księgowa rzeczowych aktywów trwałych Elektrowni Ostrołęka A, B i C pomniejszona o odpisy aktualizujące wynosiła 517,1 mln PLN. W wyniku negatywnych zmian sytuacji makroekonomicznej, zmian na rynku energii elektrycznej (m.in. związanych z obserwowanym spadkiem cen energii elektrycznej oraz pogorszeniem długoterminowych prognoz istotnych zmiennych rynkowych wpływających na naszą rentowność), zmian regulacyjnych, w tym w szczególności związanych z metodologią kalkulacji taryf oraz planowanymi zmianami krajowego systemu wsparcia dla wytwarzania energii z OZE (zobacz „—Krajowy system wsparcia dla wytwarzania energii z OZE może zostać znacząco zmieniony” powyżej), jak również zmian wewnętrznej sytuacji operacyjnej spółek z Grupy (m.in. wzrost kosztów, utrata koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych), zmian kwalifikacji obszarów biznesowych, zaprzestania działalności lub prowadzenia określonych inwestycji, może wystąpić potrzeba ustalenia nowej, niższej wartości posiadanych przez nas

składników majątku. Ponadto, w odniesieniu do rzeczowych aktywów trwałych oraz projektów inwestycyjnych nabytych w wyniku przeprowadzonych przez ENERGA Wytwarzanie akwizycji aktywów wiatrowych (zobacz „Opis działalności—Akwizycje”), z uwagi na niepewność w przedmiocie możliwości dokonania realnej weryfikacji fizycznego stanu rzeczowych składników aktywów trwałych oraz zmiany w sposobie i intensywności ich wykorzystywania na nasze potrzeby, a także zachodzące zmiany na rynku energii elektrycznej, nie możemy wykluczyć, że dojdzie do zmniejszenia wartości tych rzeczowych aktywów trwałych oraz projektów inwestycyjnych farm wiatrowych, co może skutkować koniecznością dokonania odpisów aktualizujących ich wartość. Konieczność dokonywania odpisów aktualizujących wartość naszych aktywów trwałych w przyszłości może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe oraz sytuację finansową, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Prezes URE może rozszerzyć zakres dokumentacji wymaganej w postępowaniach dotyczących wydania tzw. zielonych certyfikatów ze współpalania biomasy powodując wydłużenie czasu oczekiwania na ich wydanie

W związku ze stopniowym rozszerzaniem przez Prezesa URE zakresu wymaganej do dostarczenia dokumentacji, odnotowujemy wydłużenie czasu trwania postępowań o wydanie świadectw pochodzenia energii ze współpalania biomasy. Nie możemy wykluczyć dalszego rozszerzania zakresu wymaganej przez Prezesa URE dokumentacji, a co za tym idzie dalszego wydłużenia czasu trwania postępowań dotyczących wydania zielonych certyfikatów ze współpalania biomasy. Nie możemy także wykluczyć, że nie będziemy w stanie spełnić wymogów regulacyjnych niezbędnych dla uzyskania takich certyfikatów. Wydłużanie tych postępowań, nieotrzymanie przez nas certyfikatów ze współpalania biomasy oraz spadek cen zielonych certyfikatów może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nasze wyniki finansowe są uzależnione od cen energii elektrycznej i ciepła kształtowanych przez czynniki zewnętrzne

Większość naszych przychodów pochodzi z działalności w zakresie dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej, część zaś ze sprzedaży i dystrybucji ciepła. W efekcie, nasze przychody są uzależnione, między innymi, od cen energii elektrycznej i ciepła. Ceny energii elektrycznej i ciepła, jak i warunki ich wytwarzania i dystrybucji zależą od wielu czynników, przy czym na niektóre z nich nie mamy wpływu lub nasz wpływ jest ograniczony. W szczególności nie mamy wpływu lub nasz wpływ jest ograniczony na dostępność i ceny paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, koszty transportu, wysokość podatków, składek na ubezpieczenie społeczne i zdrowotne oraz innych kosztów pracy, kształt przepisów dotyczących ochrony środowiska, w tym dostępność i koszty uprawnień do emisji CO₂, poziom stóp procentowych, kursy walut i inne. Niektóre z tych czynników zależą od polityki państw innych niż Polska lub polityki organizacji międzynarodowych lub ponadnarodowych (np. Unia Europejska). Ponadto, w obecnych warunkach panujących na polskim rynku, utrudnione jest zarządzanie polityką cenową w umowach dotyczących obrotu energią elektryczną. Jest to związane z brakiem długoterminowych indeksów cenowych oraz brakiem rozwiniętego i płynnego rynku instrumentów finansowych związanych z obrotem energią elektryczną. Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nasze zdolności wytwórcze są niewystarczające dla zaspokojenia zobowiązań wynikających z umów sprzedaży energii elektrycznej

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku, energia elektryczna wytworzona przez nasze jednostki wytwórcze stanowiła 6,7% sprzedanej przez nas na rzecz klientów zewnętrznych energii elektrycznej. Pozostałą część energii elektrycznej nabywamy od podmiotów zewnętrznych. W związku z tym istnieje ryzyko, że w sytuacjach nadwyżki popytu nad podażą energii elektrycznej w Polsce nie będziemy w stanie nabyć wystarczającej ilości energii elektrycznej lub nabyć jej po cenach umożliwiających zrealizowanie dodatniej marży na sprzedaży, w celu zaspokojenia naszych zobowiązań wynikających z zawartych przez nas umów sprzedaży energii elektrycznej. Sytuacja taka może mieć miejsce w szczególności, jeśli wraz z oczekiwanym wzrostem zużycia energii elektrycznej moce wytwórcze w Polsce nie zostaną zwiększone w wystarczającym stopniu. Nie planujemy istotnej zmiany naszego profilu działalności w nadchodzących latach. W związku z powyższym, biorąc pod uwagę ograniczone pokrycie sprzedaży energii elektrycznej produkcją własną, nasza oferta sprzedaży energii elektrycznej może być mniej konkurencyjna od oferty innych sprzedawców energii elektrycznej należących do grup kapitałowych posiadających większe moce wytwórcze, co może doprowadzić do utraty klientów i udziału w rynku oraz może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Możemy nie być w stanie skutecznie zabezpieczyć się przed skutkami zmian cen energii elektrycznej

Przychody naszego segmentu sprzedaży mają istotny wpływ na nasze skonsolidowane przychody. W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku, segment sprzedaży wygenerował 57,6% naszych przychodów ze sprzedaży na rzecz klientów zewnętrznych. W konsekwencji, czynniki wpływające na przychody, a także koszty, segmentu sprzedaży, w szczególności zmiany cen energii elektrycznej, mają istotny wpływ na nasze skonsolidowane przychody oraz zysk brutto ze sprzedaży. Wolumen energii elektrycznej jaką sprzedajemy znacząco przewyższa wolumen energii elektrycznej jaką wytwarzamy, dlatego aby zaspokoić zapotrzebowanie naszych odbiorców kupujemy duże ilości energii od podmiotów trzecich. Zakupów energii dokonujemy głównie na rynku hurtowym po obowiązujących cenach rynkowych oraz od wytwórców energii elektrycznej z OZE przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej, zazwyczaj po cenach ustalanych w decyzjach Prezesa URE. Z tego względu, jesteśmy narażeni na skutki wahań cen energii elektrycznej. Aby zabezpieczyć się przed niestabilnością rynkowych cen energii, różnicujemy okres obowiązywania naszych umów kupna energii i zawieramy zarówno kontrakty oparte na cenach stałych, jak i kontrakty oparte na cenach zmiennych. Możemy jednak nie być w stanie skutecznie zabezpieczyć się przed ryzykiem wahań cen energii elektrycznej, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na marżę naszego segmentu sprzedaży lub nawet zmusić nas do zakupu energii elektrycznej po cenach wyższych od cen, po których jesteśmy zobowiązani ją sprzedać zgodnie z zawartymi przez nas umowami. W szczególności, dostarczamy duże ilości energii elektrycznej do odbiorców z grupy taryfowej G, tzn. do odbiorców detalicznych (głównie gospodarstw domowych). Taryfa dla tych odbiorców jest okresowo zatwierdzana przez Prezesa URE. W konsekwencji, w przypadku wzrostu cen energii elektrycznej kupowanej przez nas od podmiotów zewnętrznych w danym okresie miałyby to istotny wpływ na uzyskiwaną przez nas marżę, a jeżeli ceny zakupu wzrosłyby ponad taryfę grupy G ustaloną na dany okres, moglibyśmy być zmuszeni sprzedawać energię elektryczną ze stratą. Ponadto, część ponoszonych przez nas kosztów stanowią koszty stałe oraz koszty, na które nie mamy wpływu, w związku z czym nie mogą one zostać obniżone nawet w okresach obowiązywania niższych cen energii elektrycznej. Wszystkie omawiane czynniki, mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywę rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Realizacja naszych projektów inwestycyjnych może zostać opóźniona lub projekty te mogą nie zostać zrealizowane, nie przynieść spodziewanego zwrotu lub w inny sposób nie spełnić oczekiwań

Nasz program inwestycyjny na lata 2013-2021 obejmuje podstawowe i fakultatywne projekty inwestycyjne w kwotach, odpowiednio, 15.903 mln PLN i 3.791 mln PLN, z których część może zostać zrealizowana w drodze transakcji przejęć innych podmiotów (zobacz „Opis działalności—Program inwestycyjny”). Decyzja dotycząca realizacji projektów inwestycyjnych zostanie podjęta dla każdego projektu oddzielnie z uwzględnieniem, między innymi, przewidywanej stopy zwrotu takiego projektu w świetle, między innymi, warunków rynkowych i gospodarczych, kwestii technicznych i otoczenia regulacyjnego. W konsekwencji, uwzględniając naturę projektów inwestycyjnych w branży energetycznej, w tym czas niezbędny do ich przygotowania i wdrożenia oraz wpływ nowych przepisów dotyczących sektora energetycznego, w tym systemu wsparcia dla energii wytwarzanej z OZE, na opłacalność takich projektów, istnieje prawdopodobieństwo, że nie wszystkie lub jedynie niektóre z naszych projektów inwestycyjnych zostaną zrealizowane lub, że nasze projekty inwestycyjne, lub niektóre z nich, zostaną zrealizowane z opóźnieniem lub zostaną zmodyfikowane. W przeszłości wystąpiły przypadki zawieszenia bądź opóźnienia realizacji naszych inwestycji. W szczególności, w 2012 roku podjęliśmy decyzję o zawieszeniu realizacji projektu Ostrołęka C (zakładającego budowę elektrowni o mocy około 1.000 MW), co skutkowało m.in. koniecznością dokonania odpisu aktualizującego w wysokości 122,6 mln PLN. Z kolei w przypadku projektu budowy farmy wiatrowej Drzewiany nastąpiło opóźnienie realizacji inwestycji z powodu wydłużenia terminu uzyskania decyzji administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia budowy tej elektrowni, co wpłynęło m.in. na przesunięcie w czasie przepływów pieniężnych generowanych przez nową jednostkę oraz dodatkową ekspozycję na ryzyko zmiany otoczenia rynkowego i regulacyjnego, w tym ryzyko zmiany systemu wsparcia OZE, którym będzie objęta nowa farma wiatrowa.

Wdrożenie naszego programu inwestycyjnego może napotkać szereg trudności. W szczególności, realizacja naszego programu inwestycyjnego może napotkać przeszkody natury regulacyjnej, administracyjnej lub społecznej, takie jak opóźnienia lub trudności w uzyskaniu wymaganych decyzji lub zezwoleń, trudności z uzyskaniem dostępu do odpowiednich nieruchomości, spory pracownicze mające wpływ na naszych wykonawców lub ich podwykonawców, protesty organizacji ekologicznych oraz spory ze społecznościami lokalnymi. Możemy też napotkać trudności natury finansowej i operacyjnej, takie jak opóźnienia w procesach inwestycyjnych dotyczących budowy nowych lub modernizacji istniejących składników naszego majątku (które mogą wynikać między innymi z procedur przewidzianych w przepisach o zamówieniach publicznych), przekroczenie przyjętych budżetów, niemożność pozyskania wystarczających środków finansowych, czy ograniczenia w dostępności materiałów lub urządzeń potrzebnych do realizacji naszych projektów inwestycyjnych. W szczególności, wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania AMI (*Advanced Metering*

Infrastructure), może wiązać się z ryzykiem potencjalnych oporów społecznych, wysokimi kosztami wdrożenia i ryzykiem nieodzyskania poniesionych przez nas nakładów w zatwierdzonych przez regulatora taryfach.

Dodatkowo, harmonogram i zakres planowanych przez nas nakładów inwestycyjnych może wymagać dostosowania do zmian w otoczeniu regulacyjnym, w szczególności w związku z planowanymi zmianami mechanizmów wsparcia wytwarzania energii z OZE przewidzianymi w Projekcie Ustawy o OZE.

Jeżeli doświadczymy takich lub innych nieprzewidzianych przeszkód w procesie realizacji naszego programu inwestycyjnego, nie można wykluczyć, iż planowane inwestycje, nie zostaną przez nas zrealizowane, zostaną przez nas zrealizowane w innym zakresie lub innym harmonogramie, lub też, że nie osiągniemy planowanych stóp zwrotu, synergii oraz korzyści oczekiwanych z wdrożenia naszych projektów inwestycyjnych (lub, że osiągniemy je z opóźnieniem). Co więcej, realizacja naszego programu inwestycyjnego może wymagać przeznaczenia przez nas większych zasobów ludzkich i finansowych niż zaplanowane, co może negatywnie wpłynąć na podstawowe obszary naszej działalności lub doprowadzić do zmniejszenia spodziewanych korzyści z jego realizacji. Wszystkie omawiane czynniki, mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Integracja nowo ukończonych projektów inwestycyjnych z naszą działalnością może okazać się czasochłonna i kosztowna lub w ogóle się nie udać lub mieć niekorzystny wpływ na naszą działalność

Po zakończeniu realizacji nowych projektów inwestycyjnych, w szczególności projektów realizowanych w drodze przejęć innych podmiotów, w celu osiągnięcia zakładanych efektów synergii będziemy musieli podjąć działania mające na celu zintegrowanie ich z odpowiednim segmentem naszej działalności. Procesy integracji mogą okazać się czasochłonne i kosztowne i nie ma pewności, że zostaną przeprowadzone w zaplanowany sposób lub czy zostaną zrealizowane w ogóle oraz czy pozwolą zrealizować zakładane synergie. Procesy integracyjne w ramach poszczególnych spółek Grupy mogą doprowadzić również do wystąpienia trwałych różnic w stosowanych w Grupie procedurach lub do utraty istniejących klientów czy partnerów biznesowych. Niemożność integracji nowo ukończonych projektów inwestycyjnych w sposób efektywny lub w ogóle, może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Opóźnienia lub niepowodzenia w przeprowadzaniu modernizacji naszych aktywów mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę

Nasza działalność wymaga systematycznej modernizacji naszych aktywów, między innymi ze względu na wchodzące w życie zastrzegające się wymogi dotyczące ochrony środowiska oraz zwykle zużycie naszych aktywów. Takie modernizacje są kapitałochłonne, a w segmencie wytwarzania mogą dodatkowo powodować okresowe przestoje w eksploatacji urządzeń i instalacji. Nie możemy wykluczyć ryzyka opóźnień lub braku możliwości przeprowadzenia określonych projektów, na przykład z powodu niepewności dotyczącej zabezpieczenia dostatecznych środków na przeprowadzenie koniecznych modernizacji, wyższych kosztów inwestycji, opóźnień po stronie wykonawców realizujących nasze zlecenia dotyczące modernizacji, trudności w uzyskaniu potrzebnych zezwoleń i zgód administracyjnych na przeprowadzenie potrzebnych modernizacji, protesty organizacji ekologicznych, strajki pracowników lub inne nieprzewidziane trudności. Co więcej, system wsparcia dla przedsięwzięć związanych z poprawą efektywności energetycznej nie gwarantuje uzyskiwania dofinansowania w całym okresie funkcjonowania inwestycji. Ponadto, rozwój lub wprowadzanie nowych technologii przez naszych konkurentów, umożliwiający im wytwarzanie energii w sposób bardziej efektywny i ekonomiczny, może zmusić nas do poniesienia dodatkowych nakładów inwestycyjnych lub pogorszyć naszą konkurencyjność, w przypadku gdy nie będziemy w stanie zmodernizować swoich aktywów. Wszystkie omawiane okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Niezrealizowanie odpowiednich inwestycji w budowę sieci dystrybucyjnej może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę, a w szczególności wiązać się z obowiązkiem zapłaty odszkodowań

Zgodnie z Prawem Energetycznym, ENERGA-OPERATOR ma obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, w tym odbiorcami oraz wytwórcami energii elektrycznej z OZE i innych źródeł, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii elektrycznej, a żądający zawarcia umowy o przyłączenie spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Skutkuje to koniecznością ponoszenia nakładów inwestycyjnych na sieć elektroenergetyczną na wszystkich poziomach napięć (z wyłączeniem najwyższych poziomów napięć będących w domenie PSE). Wykonanie przez ENERGA-OPERATOR

powyższych obowiązków może powodować ograniczenie realizacji zadań inwestycyjnych o charakterze odtworzeniowym, co może skutkować pogorszeniem wskaźników jakościowych i niezawodnościowych usług dystrybucji energii elektrycznej. W przypadku, gdyby niezbędny plan rozbudowy sieci nie został wykonany w pełnym zakresie, ENERGA-OPERATOR mogłaby być w szczególności zobowiązana do wypłaty odszkodowań za niezrealizowanie lub opóźnienia terminów przyłączenia. Ponadto, w przypadku gdyby poziom przychodu regulowanego ustalony przez Prezesa URE w kolejnych okresach regulacyjnych był niższy od przewidywanego przez nas przychodu regulacyjnego, możemy być zobowiązani do poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych, w celu przyłączenia nowych kontrahentów uzyskując niższą od zakładanej stopę zwrotu. Wystąpienie powyższych okoliczności mogłoby mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Zgodnie z Prawem Energetycznym, jako sprzedawca z urzędu, ENERGA-OBRÓT może być zobowiązana do zakupu energii elektrycznej po cenach wyższych od cen rynkowych

Zgodnie z Prawem Energetycznym, wytwórca OZE może zaoferować ENERGA-OBRÓT energię elektryczną. W takim przypadku, ENERGA-OBRÓT jest zobowiązana do zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w OZE od wytwórcy przyłączonego do sieci na obszarze geograficznym, na którym prowadzi działalność jako tzw. sprzedawca z urzędu, po cenach równych średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym („Cena Prezesa URE”). W konsekwencji, jeżeli w chwili zakupu cena rynkowa energii elektrycznej będzie niższa od Ceny Prezesa URE nasza pozycja konkurencyjna może zostać osłabiona lub możemy być zmuszeni do dalszej sprzedaży tej energii ze stratą. W szczególności, niekorzystna relacja pomiędzy Ceną Prezesa URE a rynkową ceną energii elektrycznej miała miejsce w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku w związku ze spadkiem ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym, poniżej Ceny Prezesa URE. W konsekwencji wszystkie instalacje OZE, z którymi rozliczaliśmy się w tym okresie po Cenie Prezesa URE otrzymały wynagrodzenia znacznie wyższe od cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. Z uwagi na fakt, że jesteśmy podmiotem kupującym znaczącą ilość energii elektrycznej ze źródeł OZE w Polsce, jesteśmy szczególnie narażeni na występowanie niekorzystnej relacji pomiędzy Ceną Prezesa URE a rynkową ceną energii elektrycznej. Utrzymywanie się tego stanu bądź jego dalsze występowanie w przyszłości może mieć niekorzystny wpływ na naszą pozycję konkurencyjną oraz marże osiąganą na sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

ENERGA Wytwarzanie może nie mieć tytułu prawnego lub utracić tytuł prawny do wykorzystywania niektórych składników infrastruktury elektrowni wodnych, w szczególności EW Włocławek, w swojej działalności

W przeszłości podmioty z naszej Grupy i ich poprzednicy prawni podlegali licznym przekształceniom form organizacyjnych i prawnych. W związku z wątpliwościami co do charakteru prawnego niektórych składników infrastruktury elektrowni wodnych i trybu, w jakim powinien być przenoszony tytuł prawny do takich składników, nie możemy wykluczyć ryzyka, że w wyniku przekształceń spółek z naszej Grupy i ich poprzedników prawnych nie nabyliśmy prawa własności lub innego tytułu prawnego do części składników infrastruktury elektrowni wodnych, w szczególności EW Włocławek, w tym urządzeń wodnych i energetycznych. W rezultacie możemy nie posiadać ważnego tytułu do takich składników majątkowych a w przypadkach, w których składniki takie, w tym EW Włocławek, stanowiły wkład na pokrycie kapitału zakładowego podmiotów z naszej Grupy mogło nie dojść do prawidłowego pokrycia kapitału podmiotów z naszej Grupy.

Ponadto, ENERGA Wytwarzanie dysponuje nieruchomościami wykorzystywanymi na potrzeby elektrowni wodnych na podstawie umów użytkowania, a w przypadku EW Włocławek także umowy dzierżawy. Zasadą jest, że grunty pokryte wodami, stanowiące własność Skarbu Państwa, niezbędne do prowadzenia przedsięwzięć związanych m.in. z energetyką wodną oddaje się jedynie w użytkowanie. W związku z powyższym mogą być podnoszone wątpliwości, czy grunty, na których znajduje się infrastruktura EW Włocławek mogą być, zgodnie z interpretacją przepisów Prawa Wodnego przyjętą przez Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Warszawie, przedmiotem także umowy dzierżawy. Nie możemy wykluczyć, że powyższy pogląd może zostać uznany za błędny i w rezultacie umowa dzierżawy dotycząca części nieruchomości wykorzystywanych na potrzeby EW Włocławek może zostać uznana za sprzeczną z obowiązującymi przepisami, co prowadzić może do utraty tytułu prawnego do korzystania z tej części nieruchomości, w tym w szczególności konieczności zawarcia przez ENERGA Wytwarzanie nowej umowy o korzystanie z tych nieruchomości dla potrzeb wykorzystywania urządzeń EW Włocławek w jej działalności. Nie możemy jednak zagwarantować, że Skarb Państwa zawarłby

taką umowę z ENERGA Wytwarzanie, lub że zawarłby ją na korzystnych warunkach. Niezawarcie wspomnianej umowy mogłoby prowadzić do niemożności korzystania przez Grupę z EW Włocławek.

Ponadto, mimo, że umowy dzierżawy i użytkowania zawarte są na czas oznaczony, ENERGA Wytwarzanie może utracić prawo do dysponowania nieruchomościami na ich podstawie, w szczególności w przypadku wygaśnięcia, cofnięcia lub ograniczenia odpowiedniego pozwolenia wodnoprawnego lub przedterminowego wypowiedzenia takich umów. Ponadto, w przypadku wygaśnięcia lub cofnięcia pozwolenia wodnoprawnego, Skarb Państwa może w określonych przypadkach przejąć infrastrukturę elektrowni lub jej część na własność bez odszkodowania. W przypadku EW Włocławek umowa dzierżawy oraz umowa użytkowania przewidują również, że gdy nieruchomość stanie się potrzebna właścicielowi, tj. Skarbowi Państwa – Regionalnemu Zarządowi Gospodarki Wodnej w Warszawie na cele związane z jego statutową działalnością, wypowiedzenie następuje bez prawa do żądania zwrotu nakładów poniesionych na zagospodarowanie tej nieruchomości. Zaistnienie powyższych okoliczności może mieć istotny negatywny wpływ na sytuację operacyjną, wyniki finansowe oraz perspektywy rozwoju Grupy, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Działania polskiego operatora systemu przesyłowego PSE mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę

Funkcjonowanie polskiego systemu elektroenergetycznego jest w dużym stopniu zależne od działań operatora systemu przesyłowego, („OSP”), tzn. PSE, spółki kontrolowanej przez Skarb Państwa. Działania OSP mają wpływ między innymi na działalność spółek z Grupy. Elektrownia Ostrołęka B należy do tzw. jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych, co oznacza między innymi, że OSP może sterować jej pracą, w tym nakazać wstrzymanie lub ograniczenie produkcji lub też nakazać produkcję energii elektrycznej w ilości większej niż pierwotnie planowana. OSP ma także wpływ na modernizację i stan sieci przesyłowej, od stanu której zależy zapotrzebowanie na pracę w wymuszeniu jednostek centralnie dysponowanych przez OSP na celu bilansowania systemu elektroenergetycznego. Niższe niż oczekiwane zapotrzebowanie OSP na pracę w wymuszeniu Elektrowni Ostrołęka B może mieć istotny niekorzystny wpływ na przychody generowane przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka, do której należy Elektrownia Ostrołęka B.

Od stanu systemu przesyłowego zależą również warunki pracy sieci dystrybucyjnych należących do Grupy. Nie można wykluczyć, iż stan systemu przesyłowego, w szczególności niedokonanie przez OSP jego modernizacji lub rozbudowy, będzie niekorzystnie wpływał na pracę naszych sieci dystrybucyjnych. W szczególności awarie lub wyłączenia w sieci przesyłowej mogą prowadzić do awarii lub wyłączeń w sieciach dystrybucyjnych oraz naszych jednostkach wytwórczych. Nie można również wykluczyć, że możliwość realizacji niektórych planowanych przez nas inwestycji w nowe jednostki wytwarzające energię elektryczną będzie uzależniona od dokonania przez OSP modernizacji lub rozbudowy sieci przesyłowej.

OSP jako techniczny administrator rynku definiuje zasady swojego działania poprzez publikowanie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), która przedkładana jest Prezesowi URE do zatwierdzenia. Instrukcja stanowi załącznik do umów o świadczenie usługi przesyłania energii elektrycznej („Umowa Przesyłowa”). OSP może jednostronnie wprowadzić zmiany, w tym niekorzystne, do instrukcji w okresie obowiązywania Umowy Przesyłowej energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSP i wytwórcami energii elektrycznej, którzy mogą albo bezwarunkowo zaakceptować takie zmiany lub wypowiedzieć umowę (jeżeli nie będą zgadzać się ze zmianami wprowadzonymi w Instrukcji).

Wystąpienie powyższych okoliczności może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Niekorzystne warunki pogodowe mogą mieć istotny negatywny wpływ na popyt, podaż i dystrybucję energii elektrycznej i ciepła

Zmienne warunki pogodowe mogą być przyczyną zakłóceń w dostawach energii elektrycznej do dużej liczby odbiorców, które mogą skutkować poniesieniem przez nas konsekwencji przewidzianych w obowiązujących przepisach prawa oraz w umowach dostaw energii, w tym zapłaty odszkodowań lub udzielenia bonifikat. Ponadto, uszkodzenia sieci elektroenergetycznej spowodowane działaniem silnych wiatrów czy szadzi wiążą się z koniecznością dokonywania napraw uszkodzonych elementów sieci, co podnosi koszty operacyjne w segmencie dystrybucji. Warunki pogodowe, w szczególności siła wiatru i opady deszczu, mają również istotny wpływ na produkcję energii elektrycznej w OZE przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej. Brak stabilności produkcji energii z OZE ma niekorzystny wpływ na bilansowanie energii w sieci dystrybucyjnej, jakie jesteśmy zobowiązani zapewnić zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa. Ponadto, w związku z tym, iż w celu zaspokojenia naszych zobowiązań, część sprzedawanej przez nas energii elektrycznej nabywamy od

zewnętrznych OZE, brak stabilności produkcji energii w OZE stwarza ryzyko błędnej prognozy, co do źródeł energii elektrycznej przeznaczonej do odsprzedaży oraz kosztu jej nabycia, a co za tym idzie konieczność zakupu energii elektrycznej z innych źródeł, co może skutkować zwiększeniem kosztu zakupu energii elektrycznej. W szczególności, duża zmienność produkcji energii elektrycznej w źródłach wiatrowych może powodować powstawanie zwiększonego kosztu zakupu energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz na rynku bilansującym.

Ponadto, zmienne warunki atmosferyczne, w tym temperatura powietrza, mogą mieć wpływ na naszą działalność, w szczególności w zakresie dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej oraz ciepła. Im niższe utrzymują się temperatury powietrza, tym większe jest zapotrzebowanie na dostawę energii elektrycznej i ciepła. Dodatkowo, w okresach letnich, zwłaszcza na terenach aglomeracji miejskich, może dochodzić do wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w sytuacji utrzymywania się wysokich temperatur powietrza w związku z rosnącym wykorzystaniem układów klimatyzacyjnych. Gwałtowne zmiany warunków atmosferycznych oraz anomalie pogodowe mogą mieć także niekorzystny wpływ na nasze urządzenia służące do dystrybucji energii elektrycznej, powodując zakłócenia ich pracy, a tym samym spadek wolumenu dystrybuowanej energii i sprzedaży, oraz wpływając na wzrost poziomu strat sieciowych spółek dystrybucyjnych.

Dodatkowo, warunki atmosferyczne mogą mieć negatywny wpływ na awaryjność naszych aktywów wytwórczych oraz poziom produkcji energii elektrycznej. W szczególności, poziom opadów atmosferycznych, które oddziałują na stany i przepływy wód w rzekach, na których zlokalizowane są nasze elektrownie wodne ma istotny wpływ na ilość energii elektrycznej wytwarzanej w tych elektrowniach. Nagłe zmiany pogodowe, prędkość wiatru oraz turbulencje i zmiany kierunku wiatru istotnie oddziałują na produkcję energii elektrycznej z turbin wiatrowych, co w przypadku realizacji naszych projektów związanych z energetyką wiatrową może przełożyć się na efektywność i rentowność tego obszaru naszej działalności.

Okoliczności te powodują, że wysokość naszych przychodów osiągniętych z działalności w segmencie dystrybucji, segmencie wytwarzania oraz segmencie sprzedaży jest częściowo uzależniona od panujących warunków atmosferycznych. Niesprzyjające warunki pogodowe skutkujące gwałtownymi zmianami zapotrzebowania na energię elektryczną, spadkiem ilości energii elektrycznej wytwarzanej przez nasze elektrownie oraz zakłóceniami w pracy urządzeń służących do dystrybucji energii elektrycznej są w dużej mierze nieprzewidywalne i mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Sytuacja makroekonomiczna może istotnie niekorzystnie wpływać na Grupę

Nasze wyniki działalności są w istotnym stopniu uzależnione od sytuacji makroekonomicznej Polski, jak również od sytuacji makroekonomicznej regionu, UE oraz na świecie. W szczególności, na naszą działalność mają wpływ takie czynniki jak poziom PKB Polski i jego zmiany, poziom produkcji przemysłowej, wysokość inflacji, kursy walut (przede wszystkim kurs złotego względem euro, wpływający na nasze zadłużenie denominowane w euro), wysokość stóp procentowych, rentowność obligacji Skarbu Państwa, ceny paliw (w tym ceny węgla kamiennego oraz biomasy), wysokość stopy bezrobocia, zmiany w poziomie zamożności konsumentów oraz polityka fiskalna i monetarna państwa. Negatywne zmiany w ogólnej sytuacji makroekonomicznej w Polsce, UE lub na świecie mogą mieć w szczególności przełożenie na zmniejszenie krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz spadek cen energii elektrycznej, co może przełożyć się na zmniejszenie naszych przychodów oraz pogorszenie się naszej sytuacji finansowej. Niższe niż zakładane zapotrzebowanie na energię elektryczną może też spowodować niższą niż zakładana rentowność inwestycji w segmencie dystrybucji oraz w nowe moce wytwórcze. Ponadto, brak stabilności i utrudnienia na rynkach finansowych wynikające, w szczególności, z dalszego trwania lub nawrotu występującego obecnie w wielu krajach UE kryzysu finansowego, może ograniczać dostępność finansowania zewnętrznego. Ograniczenie dostępu do zewnętrznego finansowania lub wzrost kosztów z nim związanych może z kolei mieć wpływ na możliwość realizacji naszego programu inwestycyjnego i strategii. Sytuacja makroekonomiczna może także zwiększyć ryzyko niewypłacalności naszych klientów, co może doprowadzić do trudności z odzyskaniem przez nas wierzytelności, a także do utraty klientów. Takie niesprzyjające okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną może się wahać

Poziom zapotrzebowania na energię elektryczną jest jednym z głównych czynników wpływających na wyniki naszej działalności. Zakładamy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w dłuższym okresie, jednak nie

ma gwarancji, że wzrost ten nastąpi oraz, że dynamika wzrostu osiągnie przewidywany przez nas poziom. Powodem zmniejszenia się zapotrzebowania na energię elektryczną może być w szczególności spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego, wzrost cen energii lub rozwój nowych energooszczędnych technologii.

Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną może prowadzić do spadku naszych przychodów osiąganych w kluczowych dla nas obszarach działalności, tj. segmencie dystrybucji, segmencie sprzedaży oraz segmencie wytwarzania. W szczególności, przychody generowane przez segment dystrybucji zależą od wielkości dostaw energii elektrycznej. Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną może spowodować spadek wielkości dostaw, a w konsekwencji przychodów generowanych przez segment dystrybucji. Ponadto, część kosztów naszej działalności to koszty stałe niezależne od wolumenu dostaw, zatem nie możemy ich zmniejszyć w okresach spadku zapotrzebowania na energię elektryczną.

Dodatkowo, spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego może łączyć się z opóźnieniami w dokonywaniu przez naszych odbiorców płatności za dostarczaną energię elektryczną i usługi dystrybucyjne. Zgodnie z Prawem Energetycznym, spółki dystrybucyjne mogą wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi, co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo powiadomienia i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności. Regulacja ta opóźnia możliwość zaprzestania dostaw energii elektrycznej do odbiorców zalegających z zapłatą.

Wszystkie te okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Możemy być narażeni na ryzyko wzrostu konkurencji w przyszłości

W związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej i narastającą konkurencją w sektorze energetycznym, jesteśmy narażeni na ryzyko rosnącej konkurencji ze strony nowych i dotychczasowych uczestników rynku oraz ryzyko utraty klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną.

Może się zdarzyć, że konkurencyjne przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną, zwłaszcza należące do grup kapitałowych dysponujących większymi mocami wytwórczymi, zaoferują naszym obecnym lub potencjalnym klientom możliwość zakupu energii elektrycznej na korzystniejszych warunkach, co może mieć niekorzystny wpływ na nasze przychody oraz wynik finansowy. Dotyczy to zarówno klientów indywidualnych (gospodarstw domowych) jak i pozostałych odbiorców energii elektrycznej, w tym w szczególności klientów z segmentu największych odbiorców (klientów strategicznych). Ponadto, w przypadku zniesienia obowiązku przedkładania taryfy G do zatwierdzenia Prezesowi URE, mechanizm rynkowy wyznaczy cenę energii elektrycznej dla odbiorców w tej grupie taryfowej i nie jest wykluczone, że nasza konkurencja będzie w stanie zaoferować możliwość zakupu energii elektrycznej na warunkach korzystniejszych od oferowanych przez nas. Rosnąca konkurencja może nas zmusić do obniżenia cen sprzedaży energii elektrycznej, bądź skutkować obniżeniem wolumenu sprzedawanej energii elektrycznej, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nasza działalność może być uznana za nadużywanie pozycji dominującej na lokalnym rynku sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła

W związku z tym, iż nie ma ekonomicznego uzasadnienia do tworzenia na tym samym obszarze konkurujących ze sobą sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej, ani konkurujących ze sobą sieci dystrybucyjnych ciepła, spółki z Grupy zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz dystrybucją ciepła są naturalnymi monopolistami na rynkach swojej działalności i, w związku z tym, posiadają na tych rynkach pozycję dominującą. Dodatkowo, na obszarach działania ENERGGA-OPERATOR, ze względu na posiadany w przeszłości monopol na sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców na tym terenie, ENERGGA-OBRÓT posiada nadal dominującą pozycję w zakresie sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Na niektórych rynkach lokalnych posiadamy także pozycję dominującą w zakresie wytwarzania i obrotu ciepłem. Biorąc powyższe pod uwagę, spółki z Grupy podlegają restrykcyjnemu nadzorowi organów ochrony konkurencji, czyli Prezesa UOKiK oraz Komisji Europejskiej. W przeszłości niektóre z naszych działań były przedmiotem postępowań prowadzonych przez Prezesa UOKiK i nie możemy wykluczyć, że w przyszłości nasze działania mogą być uznane przez organy ochrony konkurencji za naruszające konkurencję. Ponadto, organy ochrony konkurencji (oraz inne upoważnione przez prawo podmioty) mogą występować z powództwem o uznanie stosowanych przez nas we wzorcach umownych postanowień za niedozwolone. Wystąpienie powyższych okoliczności mogłoby skutkować nałożeniem na nas sankcji, które mogłyby wyrzucić istotny niekorzystny

wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nasza działalność może być narażona na ryzyko wystąpienia awarii, w tym awarii zasilania (tzw. black-out), katastrof naturalnych, ataków terrorystycznych i innych podobnych zdarzeń, które mogą spowodować przerwy lub zakłócenia związane z działalnością naszych jednostek wytwórczych, zakłócić płynność dostaw energii elektrycznej do naszych klientów lub spowodować szkody u osób trzecich

Istnieje ryzyko wystąpienia awarii wykorzystywanych przez nas urządzeń i instalacji, spowodowanych m.in. ich zużyciem, błędami w ich obsłudze, aktami kradzieży lub dewastacji, występowaniem niekorzystnych zjawisk atmosferycznych, katastrof naturalnych, ataków terrorystycznych oraz innych zdarzeń noszących znamiona siły wyższej lub zdarzeń o podobnym charakterze. Największe ryzyko związane jest przede wszystkim z naszą działalnością w zakresie dystrybucji i wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W szczególności, z uwagi na lokalizację oraz działalność prowadzoną przez ENERGA-OPERATOR i ENERGA Elektrownie Ostrołęka, ewentualne ograniczenia efektywności i ciągłości procesów technologicznych mogą zagrozić bezpieczeństwu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i doprowadzić do spadku naszych przychodów oraz skutkować koniecznością poniesienia dodatkowych kosztów w celu przywrócenia i utrzymania prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub przywrócenia ciągłości procesu wytwórczego. Powyższe okoliczności mogą dotyczyć również podmiotów zewnętrznych, których działalność istotnie wpływa na naszą działalność (w szczególności operatora systemu przesyłowego – spółki PSE).

Ponadto, z uwagi na proces starzenia się sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, ograniczone możliwości importu energii elektrycznej oraz potrzebę częstych remontów bloków energetycznych i infrastruktury systemowej, zgodnie z Raportem URE z 2011 roku, Polska jest w dużym stopniu narażona, szczególnie po roku 2015, na występowanie niewystarczającego poziomu mocy wytwórczych prowadzących do znacznych zaburzeń pracy urządzeń i sieci elektroenergetycznych oraz przerw w dostawach energii elektrycznej do dużej liczby odbiorców (tzw. *black-out*), co w rezultacie może spowodować przerwy i zakłócenia w dostarczaniu energii do naszych odbiorców. Awarie naszych urządzeń i instalacji mogą także prowadzić do występowania szkód na osobach oraz szkód majątkowych.

Powyższe czynniki mogą spowodować powstanie po naszej stronie obowiązku wypłaty znaczących odszkodowań, konieczności poniesienia istotnych nakładów finansowych oraz kosztów naprawy, czego skutkiem może być pogorszenie naszej reputacji i utrata klientów, a wszystkie te powyższe czynniki mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Dostawy paliw do naszych jednostek wytwórczych mogą zostać zakłócone lub ograniczone, lub ich koszty mogą znacznie wzrosnąć, co może prowadzić do zakłóceń lub istotnych ograniczeń w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w naszych elektrowniach lub negatywnie wpłynąć na rentowność naszych jednostek wytwórczych

Wytwarzanie energii elektrycznej przez nasze elektrownie i elektrociepłownie jest uzależnione od dostaw paliw, w szczególności węgla kamiennego oraz biomasy rolnej i leśnej, a w przypadku realizacji fakultatywnego programu inwestycyjnego w zakresie budowy jednostek wytwórczych opalanych gazem (zobacz „Opis działalności—Program Inwestycyjny”), będzie ono również uzależnione od dostaw tego paliwa. Na dzień Prospektu, większość wytwarzanej przez nas energii elektrycznej pochodzi z węgla kamiennego. Z uwagi na brak własnych zasobów węgla, całość naszego zapotrzebowania na ten surowiec jest pokrywana przez dostawców zewnętrznych. Nie ma pewności, że obowiązujące ramowe umowy na dostawę węgla kamiennego, które zawarliśmy z naszymi głównymi dostawcami, zostaną zrealizowane bez zakłóceń, nie zostaną rozwiązane, ani czy zostaną przedłużone po upływie okresu ich obowiązywania. Ponadto, zgodnie z tymi umowami, cena oraz ilość dostarczanego węgla są corocznie ustalane w drodze negocjacji. Nie ma pewności, że wynik takich negocjacji zawsze będzie dla nas korzystny. Istnieje także ryzyko przerwania lub ograniczenia dostaw węgla kamiennego lub innych paliw do naszych jednostek wytwórczych, jak również wzrostu ich cen i kosztów dostaw, w szczególności z powodów technicznych, naturalnych, społecznych, gospodarczo-politycznych i innych. Przerwanie lub ograniczenie dostaw paliw może spowodować konieczność znaczącego ograniczenia wytwarzania przez nas energii elektrycznej w jednostkach opalanych węglem. W przeszłości występowały przypadki ograniczenia dostaw węgla kamiennego do naszych jednostek wytwórczych, spowodowane głównie niewywiązywaniem się producentów lub przewoźników z zawartych umów lub niedostateczną podażą węgla w przypadkach znacznego nieplanowanego jego zużycia, spowodowanego zwiększoną produkcją na polecenie PSE. Skutkowało to obniżeniem poziomu zapasów węgla poniżej wymaganego przepisami oraz nakładaniem kar przez Prezesa URE z tego tytułu. Ponadto, niekorzystne warunki na rynku dostaw gazu mogą spowodować, że realizacja projektów inwestycyjnych dotyczących budowy nowych jednostek wytwórczych zasilanych tym

paliwem nie będzie opłacalna lub negatywnie wpłynie na rentowność tych jednostek wytwórczych. Wystąpienie powyższych okoliczności może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nieuzyskanie finansowania zewnętrznego w odpowiedniej wysokości i na korzystnych warunkach, lub nieuzyskanie go w ogóle, może negatywnie wpłynąć na naszą działalność, a w szczególności przyczynić się do opóźnień lub rezygnacji z realizacji planowanego programu inwestycyjnego

Naszą działalność, a w szczególności planowane inwestycje, zamierzamy sfinansować ze środków własnych oraz korzystając z zewnętrznych źródeł finansowania. Nie możemy jednak wykluczyć, iż w przyszłości nie będziemy mogli pozyskać nowego finansowania w pożądanej przez nas wysokości, na akceptowalnych dla nas warunkach lub w ogóle. Może to być spowodowane niestabilną sytuacją na rynkach finansowych i kapitałowych w Polsce lub za granicą, niekorzystnymi zmianami koniunktury gospodarczej w Polsce lub za granicą oraz innymi przyczynami, w tym takimi, których nie jesteśmy w stanie przewidzieć. Nie można wykluczyć, że niższa dynamika wzrostu gospodarki w Polsce może mieć trwały charakter, co może między innymi prowadzić do istotnego ograniczenia dostępności finansowania udzielanego przez banki komercyjne lub żądania przez te podmioty dodatkowych zabezpieczeń lub nakładania na nas dodatkowych zobowiązań. Okoliczności te mogą niekorzystnie wpływać na warunki pozyskiwanego przez nas finansowania, a w szczególności prowadzić do zwiększenia kosztów takiego finansowania (w tym z tytułu podwyższonego oprocentowania lub wyższych prowizji). Powyższe zjawiska mogą również sprawiać, że polityka podmiotów udzielających finansowania dotycząca zawierania nowych umów lub interpretacji i wykonywania umów już zawartych stanie się bardziej restrykcyjna. W przypadku znacznych perturbacji na międzynarodowym lub krajowym rynku finansowym należy też liczyć się z ryzykiem czasowej niedostępności finansowania zewnętrznego. Niezdolność do pozyskania finansowania zewnętrznego w odpowiedniej wysokości lub na zadowalających warunkach może mieć negatywny wpływ na naszą działalność operacyjną, a w szczególności zmusić nas do ograniczenia, opóźnienia lub zrezygnowania z planowanego programu inwestycyjnego, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Koszt obsługi naszego zadłużenia oraz naruszenie naszych zobowiązań wynikających z umów finansowania mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę

Część naszych inwestycji jak również, w ograniczonym stopniu, bieżąca działalność są finansowane w formie finansowania dłużnego ze źródeł zewnętrznych. Na dzień Prospektu korzystamy przede wszystkim z następujących zewnętrznych źródeł finansowania dłużnego: (i) kredytów i pożyczek, głównie udzielonych przez instytucje finansowe; (ii) emisji obligacji; oraz (iii) w mniejszym stopniu, leasingu finansowego i operacyjnego. Nasze zadłużenie może między innymi: (i) wymagać od nas poświęcenia istotnej części przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej na spłatę zadłużenia, co może ograniczyć środki, które mogłyby być przeznaczone na kapitał obrotowy, nakłady inwestycyjne lub inne ogólne cele działalności; (ii) sprawić, że nasza pozycja będzie mniej korzystna od pozycji naszej konkurencji o zadłużeniu mniejszym od naszego; (iii) zwiększyć naszą podatność na określone niekorzystne warunki ekonomiczne o charakterze ogólnym lub specyficzne dla naszej branży oraz (iv) ograniczyć nasze możliwości w zakresie pożyczania dodatkowych środków lub zwiększyć koszty kredytów i pożyczek, w szczególności z uwagi na ograniczenia zawarte w umowach dotyczących naszego zadłużenia.

Nasza zdolność do dokonywania płatności lub spłaty zadłużenia, a także dotrzymywania zobowiązań, zawartych w naszych umowach finansowania, dotyczących między innymi utrzymania wskaźników finansowych na odpowiednim poziomie, będzie uzależniona od przyszłych wyników działalności operacyjnej oraz możliwości generowania dostatecznych środków pieniężnych na dokonywanie takich płatności lub wykonywanie innych zobowiązań. W znacznym stopniu jest to uzależnione od ogólnych czynników gospodarczych, finansowych, konkurencyjnych, rynkowych, prawnych, regulacyjnych i innych omówionych w rozdziale „Czynniki ryzyka”, z których wiele znajduje się poza naszą kontrolą. Jeżeli nasze przyszłe przepływy pieniężne z działalności operacyjnej i inne zasoby kapitałowe będą niewystarczające do terminowej spłaty naszych zobowiązań finansowych lub zapewnienia płynności finansowej, możemy być zmuszeni do (i) ograniczenia zakresu prowadzonej działalności gospodarczej i ograniczenia lub opóźnienia planowanych nakładów inwestycyjnych; (ii) sprzedaży aktywów; (iii) pozyskania dodatkowego finansowania dłużnego lub kapitałowego; lub (iv) restrukturyzacji lub refinansowania naszego zadłużenia w całości lub w części w terminie jego wymagalności lub wcześniej. Jeżeli nie będziemy wykonywać w terminie płatności wymaganych zgodnie z warunkami określonego zadłużenia lub nie dotrzymamy jego warunków, to wówczas takie zadłużenie, wraz z zadłużeniem zaciągniętym na podstawie innych umów finansowych lub instrumentów może być postawione w stan

wymagalności, a my możemy nie dysponować dostatecznymi środkami na spłatę wszystkich naszych zobowiązań z tytułu zadłużenia.

Opisane powyżej czynniki oraz zdarzenia mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Jesteśmy narażeni na ryzyko walutowe, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę, a w szczególności może prowadzić do wzrostu wartości naszych zobowiązań finansowych

Walutą sprawozdawczą i funkcjonalną w Grupie jest PLN, jednak niektóre nasze transakcje są rozliczane w walutach obcych, głównie w EUR oraz mogą być w przyszłości rozliczane w walutach obcych. Ponadto, ustanowiliśmy program emisji euroobligacji średnioterminowych (EMTN) denominowanych w EUR, w ramach którego możemy wyemitować obligacje na łączną kwotę nieprzekraczającą 1 mld EUR. W konsekwencji, znaczne wahania kursu EUR względem PLN mogą zwiększać wartość naszych zobowiązań finansowych i negatywnie wpływać na wyniki naszej działalności. Na dzień 30 września 2013 roku, wyemitowaliśmy euroobligacje o łącznej wartości nominalnej wynoszącej 500 mln EUR. Istotna deprecjacja PLN w stosunku do EUR, może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Tworzone przez nas rezerwy mogą okazać się niewystarczające na pokrycie naszych zobowiązań

Zgodnie z MSSF, na potrzeby skonsolidowanych sprawozdań finansowych tworzymy i aktualizujemy rezerwy, w szczególności rezerwę na świadczenia pracownicze po okresie zatrudnienia, rezerwę na nagrody jubileuszowe, rezerwę na roszczenia od kontrahentów, rezerwę na spory sądowe, rezerwę na sprawy pracownicze, rezerwę na rekultywację składowisk popiołów, rezerwę na zobowiązania z tytułu emisji gazów, rezerwę z tytułu obowiązku przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii oraz rezerwę na restrukturyzację. Oszacowania wielkości tworzonych, rozwiązywanych i aktualizowanych rezerw dokonujemy zwykle na podstawie szeregu założeń i prognoz, które mogą różnić się od faktycznych przyszłych danych lub faktycznych zdarzeń, które wystąpią w przyszłości i w związku z tym charakteryzują się niepewnością. Do niepewnych czynników, które mogą mieć wpływ na wysokość naszych zobowiązań w przyszłości, zaliczamy między innymi zmiany przepisów prawa i regulacji, w szczególności związanych z ochroną środowiska, postęp technologiczny, zmiany stopy dyskonta stosowanej do oszacowania takich zobowiązań oraz inne zdarzenia znajdujące się poza naszą kontrolą. Ze względu na fakt, iż proces szacowania wysokości rezerw jest złożony i opiera się na szeregu niepewnych czynników, nie możemy zagwarantować, iż wartości rezerw tworzonych na wspomniane cele okażą się wystarczające, ani że w przyszłości nie będziemy zobowiązani do tworzenia dodatkowych rezerw lub znaczącego zwiększania istniejących rezerw, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Jeśli nie będziemy w stanie zatrzymać obecnej lub pozyskać nowej wykwalifikowanej kadry, rozwój Grupy może być utrudniony

Nasze możliwości rozwoju zależą od zatrzymania już posiadanej i pozyskania nowej kadry o odpowiednich kwalifikacjach i doświadczeniu w zakresie działalności przedsiębiorstw z sektora energetycznego. Ze względu na ograniczoną liczbę osób o odpowiednich kwalifikacjach i ograniczenia dotyczące wynagrodzeń Zarządu i Rady Nadzorczej wynikające z Ustawy Kominowej, które będą obowiązywać tak długo jak udział Skarbu Państwa w Spółce będzie przekraczał 50% Akcji, możemy mieć trudności z pozyskaniem lub utrzymaniem wykwalifikowanej kadry. Pomimo, iż członkowie Zarządu są zatrudnieni na podstawie kontraktów menedżerskich, możemy nie być w stanie zapewnić tym osobom konkurencyjnego wynagrodzenia w porównaniu z innymi spółkami z branży. Grupa potrzebuje wykwalifikowanego personelu: inżynierów, techników, analityków, specjalistów ds. sprzedaży, maklerów giełd towarowych, księgowych i menedżerów. Na rynku pracy jest dostępna ograniczona liczba pracowników, którzy mogliby być zatrudnieni w celu zaspokojenia naszych potrzeb kadrowych. Dotyczy to w szczególności specjalistów o wysokich kwalifikacjach. Wraz z rozwojem rynku i pojawianiem się na nim nowych podmiotów oferujących atrakcyjne warunki pracy, istnieje także ryzyko utraty części naszej obecnej kadry na rzecz takich podmiotów lub wzrostu kosztów pracowniczych na skutek zatrudniania wysoko wykwalifikowanych pracowników w okresach dużego popytu. Ponadto, średnia wieku naszych pracowników jest wysoka, co oznacza, że znaczna część naszych pracowników osiągnie wiek emerytalny i przejdzie na emeryturę w okresie najbliższych lat. Niezdolność utrzymania lub pozyskania nowych odpowiednio wykwalifikowanych pracowników może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność,

wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Posiadane przez nas polisy ubezpieczeniowe mogą nie obejmować wszystkich ryzyk, które mogą się ziszczyć w przyszłości

Nasza działalność obarczona jest szeregiem ryzyk, w szczególności ryzykami awarii, katastrof i innych zdarzeń, na które nie mamy wpływu lub mamy ograniczony wpływ. Istotna część naszej działalności wiąże się z czynnościami, z którymi związane jest ryzyko powstania szkód na osobie (w tym utraty życia lub zdrowia) lub znacznych szkód w mieniu. W przypadku wystąpienia awarii poszczególnych urządzeń lub instalacji możemy nie być w stanie wypełnić naszych zobowiązań jako operatora systemu dystrybucyjnego ani zaspokoić zobowiązań wynikających z umów sprzedaży naszej energii elektrycznej. Możemy też ponieść koszty naprawy naszej infrastruktury oraz narazić się na roszczenia osób poszkodowanych w wyniku wypadków, uszkodzeń lub katastrof. W szczególności, pomimo wdrożenia zasad bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony środowiska, istnieje ryzyko wystąpienia przypadków naruszenia przez nas obowiązujących przepisów prawa (w tym licznych regulacji w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy oraz ochrony środowiska).

Posiadamy polisy ubezpieczeniowe pokrywające większość ryzyk, takich jak ryzyko zniszczenia mienia w wyniku różnych zdarzeń lub ryzyko zakłóceń działalności na skutek szkód w mieniu. Odszkodowania z tytułu tych polis mogą jednak nie pokryć całej wartości szkód. Ponadto, w Grupie istnieją obszary ryzyka, dla których nie wykupiono polis lub zawarte polisy dotyczą wybranych spółek należących do Grupy lub zabezpieczają tylko część ryzyk, a zaliczyć do nich można m.in. ryzyko zanieczyszczenia środowiska czy też ryzyko ataków terrorystycznych. W przypadku wystąpienia zdarzeń skutkujących szkodami nieobjętymi ochroną ubezpieczeniową, w całości lub części, lub w przypadku gdyby wysokość ubezpieczenia okazała się niewystarczająca, szkody takie będą musiały być pokryte ze środków własnych poszczególnych podmiotów z Grupy lub pochodzących z finansowania zewnętrznego, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Spory zbiorowe z organizacjami związkowymi, strajki i inne akcje protestacyjne, a także obowiązywanie układów zbiorowych pracy, przewidujących warunki zatrudnienia odbiegające od warunków rynkowych, mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą Grupę

W polskim sektorze energetycznym związki zawodowe mają szczególnie silną pozycję ze względu na wielkość zatrudnienia oraz strategiczne znaczenie tego sektora dla całej gospodarki. Na dzień 30 września 2013 roku, w naszej Grupie działało 48 związków zawodowych, w tym 17 organizacji zakładowych i 31 organizacji ponadzakładowych, zrzeszających łącznie około 62% naszych pracowników. W przyszłości możemy stanąć przed koniecznością prowadzenia długotrwałych negocjacji ze związkami zawodowymi i spodziewać się sporów zbiorowych, strajków, przerw w pracy lub innych akcji protestacyjnych wynikających, w szczególności, z prób zredukowania poziomu zatrudnienia lub zakresu świadczeń socjalnych, optymalizacji kosztów pracy czy wprowadzenia restrukturyzacji niezbędnej dla realizacji naszej strategii, a także żądaniami pracowników, co do zwiększenia ich wynagrodzenia. Spółki z Grupy i związki zawodowe są również stronami układów zbiorowych pracy gwarantujących określony poziom świadczeń pracowniczych. Możliwość rozwiązania układów zbiorowych pracy przez spółki z Grupy jest ograniczona ze względu na zawarte w nich postanowienia. W Grupie ENERGA obowiązują dwie umowy społeczne i jeden pakiet socjalny, jednak w odniesieniu do większości naszych pracowników obowiązuje umowa społeczna z dnia 19 lipca 2007 roku. Umowa ta przewiduje m.in. prawo związków zawodowych do konsultacji i uzgodnień oraz prawo do uczestniczenia w negocjacjach z pracodawcami w sprawie planowanych przez pracodawców działań dotyczących praw i interesów pracowników, jak np. procesu restrukturyzacji, jak również zapewnia specjalną ochronę przed rozwiązaniem stosunku pracy (tzw. gwarancję zatrudnienia), obowiązującą na czas określony, do dnia 31 lipca 2017 roku.

Silna pozycja związków zawodowych niesie ze sobą ryzyko, że koszty pracownicze mogą w przyszłości wzrosnąć w wyniku renegotjowania obecnie obowiązujących układów zbiorowych lub umów społecznych. Większość spółek z Grupy objęta jest Ponadzakładowym Układem Zbiorowym Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego z dnia 13 maja 1993 roku, gwarantującym pracownikom prawo do wielu świadczeń, m.in. do dodatku za staż pracy, dodatku za energię elektryczną (tzw. taryfa pracownicza), nagród jubileuszowych czy premii rocznej. Poszczególne spółki mają istotnie ograniczony wpływ na obowiązywanie i treść tego układu ponadzakładowego, ponieważ jego stroną nie są bezpośrednio spółki z Grupy, ale organizacje pracodawców, a zatem spółki te nie są uprawnione do jego wypowiedzenia, czy też wystąpienia z inicjatywą modyfikacji. W efekcie, w razie zwolnień grupowych lub podobnych działań restrukturyzacyjnych, możemy być zobowiązani do wypłaty wysokich odpraw pracownikom, co może opóźnić lub ograniczyć możliwości przeprowadzenia restrukturyzacji, programu zwolnień lub może zwiększyć koszty takich programów, co z kolei

może ograniczyć możliwości racjonalizacji kosztów lub poprawy rentowności poprzez optymalizację poziomu zatrudnienia, a w efekcie naszą konkurencyjność na rynku energii. W razie wystąpienia takich zdarzeń mogą mieć one istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nasze systemy informatyczne mogą ulec awarii

W naszej działalności polegamy na wielu różnych systemach informatycznych, które mogą ulec awarii. Złożony charakter działalności spółek z Grupy oraz różnorodność systemów informatycznych eksploatowanych przez nas stwarzają dodatkowe ryzyko braku koordynacji i współpracy pomiędzy poszczególnymi systemami. Mimo iż stale podejmujemy działania zmierzające do zminimalizowania ryzyka awarii naszych systemów informatycznych, każda taka awaria lub ewentualna częściowa lub całkowita utrata danych może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

W postępowaniach administracyjnych lub sądowych, w których uczestniczymy, mogą zapaść niekorzystne dla nas rozstrzygnięcia

Jesteśmy stroną licznych postępowań administracyjnych i sądowych, w tym dotyczących egzekwowania naszych wierzytelności z tytułu dostaw energii elektrycznej oraz świadczenia usług dystrybucyjnych. Najistotniejsze postępowania opisane zostały w rozdziale „Opis działalności—Postępowania prawne i administracyjne”. Nie możemy wykluczyć, że te i inne postępowania zakończą się dla nas niekorzystnie. Istnieje również ryzyko wszczęcia przeciwko nam innych postępowań w przyszłości, których rozstrzygnięcie może być dla nas niekorzystne. Niektóre z niekorzystnych rozstrzygnięć obecnych lub przyszłych postępowań sądowych, arbitrażowych lub administracyjnych mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Spółki należące do Grupy korzystają z większości nieruchomości bez tytułu prawnego, mogą nie posiadać odpowiedniego tytułu prawnego do nieruchomości, a do części nieruchomości ich tytuł prawny może być podważony lub utracony

Do prowadzenia swojej działalności wykorzystujemy bardzo dużą liczbę nieruchomości. Dotyczy to w szczególności działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej i ciepła. W odniesieniu do znacznej liczby nieruchomości, przede wszystkim wykorzystywanych przez OSD oraz przedsiębiorstwa dystrybucji ciepła pod lokalizację urządzeń, instalacji i budowli składających się na sieci dystrybucyjne, nie mamy pewności, co do posiadania przez nas odpowiedniego tytułu prawnego, a do części nieruchomości nie posiadamy tytułu prawnego. Niepewny lub nieuregulowany stan prawny wykorzystywanych przez nas nieruchomości ma swoje źródło głównie w sposobie pozyskiwania gruntów pod rozbudowę sieci energetycznych w okresie po II wojnie światowej. W tym okresie, obiekty energetyczne, w tym w szczególności elementy sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych, były często wznoszone na cudzych nieruchomościach bez uzyskania odpowiedniego tytułu prawnego od właścicieli gruntów i bez zapłaty wynagrodzenia za korzystanie z cudzego gruntu.

W sierpniu 2008 roku, wprowadzono instytucję służebności przesyłu. Służebność taka może być ustanawiana m.in. na rzecz przedsiębiorstw dystrybucyjnych na nieruchomościach, na których istnieją urządzenia infrastruktury dystrybucyjnej należące do tych przedsiębiorstw. Zarówno przedsiębiorstwa sieciowe, jak i właściciele nieruchomości otrzymali dodatkową możliwość uregulowania stanu prawnego dotyczącego korzystania z takich nieruchomości. Przedsiębiorstwa energetyczne mogą w szczególności dochodzić na drodze sądowej ustanowienia służebności przesyłu, jeżeli jest ona konieczna do korzystania z urządzeń przedsiębiorstwa sieciowego, a właściciel nieruchomości odmawia zawarcia stosownej umowy. Z kolei właściciel nieruchomości może na drodze sądowej dochodzić wynagrodzenia za korzystanie z jego nieruchomości, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmawia zawarcia takiej umowy.

W przypadku nieruchomości, w stosunku do których nie mamy tytułu prawnego lub nasz tytuł prawny może być podważony, istnieje ryzyko roszczeń ze strony ich właścicieli o wynagrodzenie z tytułu bezumownego korzystania z tych nieruchomości, roszczeń o zaprzestanie bezumownego korzystania z nieruchomości i usunięcie naszych urządzeń, instalacji lub budowli znajdujących się na nieruchomościach należących do osób trzecich. Ponadto, z niektórych naszych istotnych nieruchomości korzystamy na podstawie stosunków umownych, w tym umów dzierżawy, które mogą zostać wypowiedziane przez drugą stronę, lub z innych przyczyn możemy zostać pozbawieni możliwości korzystania z tych nieruchomości. W szczególności, umowy, na podstawie których korzystamy z naszych elektrowni wodnych, mogą zostać rozwiązane w przypadku cofnięcia, wygaśnięcia lub ograniczenia posiadanych przez nas pozwoleń wodnoprawnych.

Utrata prawa do korzystania z nieruchomości, podważenie tytułu prawnego, roszczenia osób trzecich w stosunku do niektórych składników naszego majątku oraz roszczenia o zapłatę wynagrodzenia za korzystanie z nieruchomości, w stosunku do których nie mamy tytułu prawnego lub w stosunku do których nasz tytuł prawny może zostać podważony, mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Polskie przepisy podatkowe są skomplikowane i niejasne, a przy tym mogą podlegać zmianom, co w efekcie może prowadzić do sporów z organami podatkowymi

Niektóre przepisy polskiego prawa podatkowego są skomplikowane, niejasne oraz podlegają częstym i nieprzewidywalnym zmianom. W związku z tym, stosowaniu przepisów prawa podatkowego przez podatników i organy podatkowe towarzyszą liczne kontrowersje oraz spory, które zazwyczaj rozstrzygane są dopiero przez sądy administracyjne. Częste zmiany w zakresie prawa podatkowego oraz trudności interpretacyjne związane ze stosowaniem prawa podatkowego utrudniają zarówno naszą bieżącą działalność, jak i prawidłowe planowanie podatkowe. Powoduje to brak pewności w zakresie stosowania przez nas przepisów prawa podatkowego w codziennej działalności oraz niesie ze sobą ryzyko błędów. Ponadto, często brakuje jednolitej interpretacji przepisów prawa oraz praktyki jego stosowania przez organy podatkowe. W szczególności, przepisy dotyczące podatków dochodowych są przedmiotem wątpliwości interpretacyjnych w zakresie określenia możliwości, sposobu i momentu rozpoznawania przychodów oraz kosztów uzyskania przychodów w przypadku wielu zdarzeń oraz czynności prawnych i faktycznych, jak np. działań restrukturyzacyjnych. Kolejnymi przykładami niejasnych i skomplikowanych regulacji są, między innymi, przepisy dotyczące składek ubezpieczenia społecznego i ramy prawne podatku od nieruchomości. Zwłaszcza te ostatnie są niejasne w zakresie definicji budynku i budowli, a co za tym idzie w zakresie określenia podstawy opodatkowania tym podatkiem. Organ podatkowe często uznają, że wartość infrastruktury położonej na nieruchomości powinna być wliczona do podstawy opodatkowania podatkiem od nieruchomości. Nie możemy wykluczyć, iż będziemy prowadzić z organami podatkowymi spory dotyczące wysokości należnego podatku od nieruchomości. Co więcej, przepisy polskiego prawa podatkowego nie określają również w sposób jednoznaczny zasad opodatkowania innymi podatkami, w tym podatkiem od towarów i usług czy podatkiem akcyzowym. W praktyce organów podatkowych oraz w orzecznictwie sądów administracyjnych w zakresie prawa podatkowego również występują nierzadko rozbieżności. W rezultacie, istnieje ryzyko, że w konkretnych sprawach poszczególne organy mogą wydawać decyzje i interpretacje podatkowe, które będą nieprzewidywalne a nawet ze sobą sprzeczne.

Ze względu na częste zmiany, istniejące nieścisłości, brak jednolitej interpretacji przepisów prawa podatkowego oraz stosunkowo długi okres przedawnienia zobowiązań podatkowych, ryzyko związane z niewłaściwym stosowaniem prawa podatkowego w Polsce może być większe niż w systemach prawnych właściwych dla rynków bardziej rozwiniętych. W efekcie, ponosimy ryzyko, że nasza działalność w wybranych dziedzinach może być niedostosowana do zmieniających się regulacji oraz zmiennej praktyki ich stosowania. Z uwagi na powyższe, nie można wykluczyć potencjalnych sporów z organami podatkowymi, a w rezultacie zakwestionowania przez te organy prawidłowości rozliczeń podatkowych podmiotów z Grupy w zakresie nieprzedawnionych zobowiązań podatkowych oraz określenia zaległości podatkowych tych podmiotów. W przypadku wydania decyzji, interpretacji czy orzeczeń niekorzystnych dla nas, mogą one mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Organy podatkowe mogą na podstawie regulacji dotyczących cen transferowych zakwestionować rozliczenia pomiędzy spółkami z Grupy a podmiotami powiązanymi

W toku prowadzonej działalności spółki z Grupy zawierają transakcje z podmiotami powiązanymi w rozumieniu Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych. Transakcje te zapewniają efektywne prowadzenie działalności gospodarczej w ramach Grupy i obejmują, między innymi, wzajemne świadczenie usług i sprzedaż towarów. W trakcie zawierania i wykonywania transakcji z podmiotami powiązanymi, spółki z Grupy podejmują działania mające na celu zapewnienie zgodności warunków transakcji z regulacjami w zakresie cen transferowych. Jednakże ze względu na specyfikę i różnorodność transakcji z podmiotami powiązanymi, złożoność i niejednoznaczność regulacji prawnych w zakresie metod badania stosowanych cen, dynamiczne zmiany warunków rynkowych oddziałujące na kalkulację cen stosowanych w przypadku takich transakcji, a także trudności w identyfikacji transakcji porównywalnych, nie można wykluczyć, że spółki z Grupy mogą być przedmiotem kontroli i innych czynności sprawdzających podejmowanych przez organy podatkowe i organy kontroli skarbowej w powyższym zakresie, co przy zakwestionowaniu przyjętych w transakcjach metodologii określenia warunków rynkowych może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

W wyniku sporów z organami podatkowymi w związku z nieodpłatnym korzystaniem z niektórych nieruchomości, możemy zostać zobowiązani do zapłaty podatku z tytułu nieodpłatnych świadczeń

W praktyce, niektóre z naszych nieruchomości mogą być wykorzystywane bez wynagrodzenia, w szczególności na podstawie nieodpłatnych służebności przesyłu. Biorąc pod uwagę ryzyko, że organy podatkowe mogą uznać, że w takich przypadkach spółki Grupy korzystające z nieruchomości lub wspomnianych ograniczonych praw rzeczowych bez wynagrodzenia uzyskują tzw. nieodpłatne świadczenia stanowiące przychód na gruncie Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, nie można wykluczyć powstania sporów z organami podatkowymi na tym tle. Na dzień Prospektu nie można precyzyjnie oszacować wartości potencjalnych sporów. W przypadku wydania decyzji, interpretacji czy orzeczeń niekorzystnych dla nas, mogą one mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywę rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

W przypadku wydania prawomocnego wyroku uwzględniającego powództwo o stwierdzenie nieważności, alternatywnie o uchylenie Uchwały o Uprzywilejowaniu może ulec zmianie liczba głosów przypadająca na akcje serii BB Spółki

W dniu 3 września 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło, m.in., Uchwałę o Uprzywilejowaniu, na mocy której wprowadzono do Statutu uprzywilejowanie akcji serii BB co do głosu oraz Uchwałę o Obniżeniu, na mocy której kapitał zakładowy Spółki został obniżony do kwoty 4.521.612.884,88 PLN, tj. o kwotę 447.192.483,12 PLN, w drodze zmniejszenia wartości nominalnej każdej akcji Spółki. Zmiany Statutu przyjęte uchwałami Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia zostały zarejestrowane przez sąd rejestrowy Spółki w dniu 9 września 2013 roku. W dniu 16 października 2013 roku doręczony został Spółce pozew akcjonariusza mniejszościowego o uchylenie Uchwały o Obniżeniu oraz o stwierdzenie nieważności – bądź alternatywnie – o uchylenie Uchwały o Uprzywilejowaniu. W odpowiedzi na pozew Spółka wniosła o oddalenie powództwa w całości (zobacz „Opis działalności – Postępowania prawne i administracyjne – Postępowanie z powództwa FORTA sp. z o.o.”). W dniu 28 listopada 2013 roku Spółce został doręczony odpis pisma procesowego spółki FORTA sp. z o.o. zawierającego oświadczenie spółki FORTA sp. z o.o. o cofnięciu pozwu w części dotyczącej żądania uchylenia Uchwały o Obniżeniu. W ocenie Spółki powód FORTA sp. z o.o. skutecznie cofnął powództwo o uchyleniu Uchwały o Obniżeniu, w związku z czym sąd będzie rozpatrywał wyłącznie powództwo o stwierdzenie nieważności, alternatywnie o uchyleniu Uchwały o Uprzywilejowaniu.

Na dzień Prospektu nie możemy przewidzieć, jaki będzie wynik powyższego postępowania oraz jego skutki. W przypadku prawomocnego uwzględnienia wniesionego powództwa Zarząd obowiązany będzie podjąć działania zmierzające do usunięcia skutków Uchwały o Uprzywilejowaniu, a tym samym przywrócenia stanu, jaki istniałby, gdyby Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie jej nie podjęło i nie została ona wykonana. W szczególności skuteczne podważenie Uchwały o Uprzywilejowaniu spowodowałoby, iż akcje serii BB przysługujące na dzień Prospektu Skarbowi Państwa przestaną być akcjami uprzywilejowanymi co do głosu na Walnym Zgromadzeniu. Pomimo iż w ocenie Spółki ewentualne prawomocne uwzględnienie powództwa nie powinno mieć wpływu na ważność i skuteczność innych uchwał podjętych na Nadzwyczajnym Walnym Zgromadzeniu w dniu 3 września 2013 roku, nie można jednak wykluczyć ryzyka odmiennego rozstrzygnięcia sądowego, którego skutki trudno przewidzieć na dzień Prospektu. Ponadto w przypadku stwierdzenia nieważności bądź uchylenia Uchwały o Uprzywilejowaniu nie można wykluczyć kierowania powództw o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwał podjętych na Walnych Zgromadzeniach Energa po dniu 9 września 2013 roku (dzień rejestracji zmian Statutu), jeżeli uchwały te nie zapadłyby bez głosów wynikających z przywileju głosowego, a jednocześnie nie upłynęły ustawowe terminy do żądania stwierdzenia nieważności bądź uchylenia tych uchwał. Na dzień Prospektu brak możliwości oceny skutków wspomnianego powództwa bądź zarzutów procesowych.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywę rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Skarb Państwa posiadający największą liczbę głosów na Walnym Zgromadzeniu będzie mógł podejmować działania, które mogą być niezgodne z interesami posiadaczy Obligacji oraz pozostałych akcjonariuszy Spółki

Na dzień Prospektu Skarb Państwa posiada 207.040.000 akcji Spółki stanowiących 50,00% kapitału zakładowego Spółki, uprawniających do wykonywania 351.968.000 głosów na Walnym Zgromadzeniu, co stanowi 62,96% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Skarb Państwa, jako dominujący akcjonariusz Spółki, może istotnie wpływać na decyzje Walnego Zgromadzenia w sprawie m.in. wypłaty dywidendy i jej wysokości, kształtowania naszej polityki i strategii, kierunków rozwoju naszej działalności, wyboru członków Rady Nadzorczej i Zarządu Spółki i innych spółek z

Grupy. Uchwały Walnego Zgromadzenia podjęte głosami Skarbu Państwa mogą być niezgodne z zamierzeniami lub interesami zarówno posiadaczy Obligacji jak i akcjonariuszy mniejszościowych. Ponadto Skarb Państwa posiada uprawnienia opisane w rozdziale „Zarząd i Rada Nadzorcza – Rada Nadzorcza – Skład, sposób funkcjonowania i kompetencje Rady Nadzorczej” oraz w rozdziale „Znaczeni Akcjonariusze – Kontrola nad Spółką oraz ustalenia mogące powodować w przyszłości zmianę kontroli nad Spółką – Kontrola nad Spółką”. W szczególności, zgodnie ze Statutem, Skarbowi Państwa przysługują akcje uprzywilejowane co do głosu oraz, tak długo jak zachowa on co najmniej 10% ogólnej liczby akcji w kapitale zakładowym Spółki, uprawnienie do powoływania i odwoływania większości członków Rady Nadzorczej oraz przewodniczącego Rady Nadzorczej. Z kolei, zgodnie ze Statutem, Rada Nadzorcza powołuje członków Zarządu. W konsekwencji, skład Zarządu będzie pośrednio kontrolowany przez Skarb Państwa. Pozycja Skarbu Państwa jest dodatkowo wzmocniona faktem, iż, zgodnie z postanowieniami Statutu, prawo głosowania akcjonariuszy Spółki oraz prawo głosowania przysługujące użytkownikom i zastawnikom akcji Spółki jest ograniczone w ten sposób, że żaden z nich nie może wykonać na Walnym Zgromadzeniu więcej niż 10% ogólnej liczby głosów istniejących w Spółce w dniu odbywania Walnego Zgromadzenia, przy czym ograniczenie to nie dotyczy Skarbu Państwa.

Nie jesteśmy w stanie przewidzieć polityki Skarbu Państwa (na którą może mieć wpływ polityka państwa oraz ogólna sytuacja polityczna) w odniesieniu do korzystania z powyższych uprawnień i wpływu działań Skarbu Państwa, w tym wykonywania przez Skarb Państwa praw z akcji Spółki oraz innych szczególnych uprawnień, na naszą działalność, wyniki finansowe oraz sytuację finansową, możliwość realizacji strategii Grupy czy też pozycję rynkową, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nie możemy przewidzieć również, czy polityka i działania Skarbu Państwa będą zbieżne z interesami nabywców posiadaczy Obligacji i akcjonariuszy Spółki. Prowadzenie dalszej prywatyzacji Spółki (zbywanie przez Skarb Państwa akcji Spółki) zależy będzie od przyszłych decyzji Ministra Skarbu Państwa, Rady Ministrów i innych czynników politycznych w tej kwestii. Nie możemy przewidzieć, czy i na jakich warunkach dalsza prywatyzacja Spółki będzie prowadzona. Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Czynniki ryzyka związane z polskim sektorem energetycznym

Sektor energetyczny w Polsce podlega decyzjom organów nadzoru

Istotna część naszej działalności w sektorze energetycznym, w tym dystrybucja, obrót i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła podlega regulacji Prezesa URE, który jest odpowiedzialny między innymi za monitorowanie zgodności działalności spółek energetycznych z odpowiednimi przepisami Prawa Energetycznego oraz warunkami udzielanych przez niego koncesji. W wielu obszarach, decyzje Prezesa URE mogą charakteryzować się dużym stopniem uznaniowości i nie ma pewności, że Prezes URE nie podejmie działań, które będą niekorzystne dla sektora energetycznego, w tym podmiotów z Grupy. Dotychczasowe doświadczenia w zakresie regulacji polskiego sektora energetycznego wskazują również, że nadrzędnym kryterium, którym kieruje się Prezes URE jest ochrona interesów odbiorców energii, co może być sprzeczne z interesami spółek energetycznych. Ponadto, na decyzje Prezesa URE mogą też mieć wpływ czynniki o charakterze politycznym, a przepisy Prawa Energetycznego nie zapewniają całkowitej niezależności Prezesa URE od rządu polskiego. Ponadto, decyzje i polityka Prezesa URE mogą zmieniać się bez uprzedzenia, co z kolei może prowadzić do konieczności poniesienia przez podmioty z sektora energetycznego, w tym podmioty z Grupy, istotnych oraz nieoczekiwanych kosztów, wpływać na sposób prowadzenia naszej działalności lub prowadzić do występowania ryzyka, że będzie ona niezgodna ze zmienionymi regulacjami.

Oczekuje się, że w kolejnym okresie regulacyjnym w segmencie dystrybucji, rozpoczynającym się w 2016 roku, Prezes URE może wprowadzić zachęty finansowe lub kary pieniężne powiązane z jakością usług świadczonych przez OSD jak również zmienić inne krytyczne składniki lub metodologię kalkulacji przychodu regulowanego, co zostało przedstawione w informacji Prezesa URE z dnia 30 sierpnia 2013 roku. Na dzień Prospektu, szczegółowe rozwiązania regulacyjne nie są jeszcze znane, niemniej w razie nieosiągnięcia przez nas wskaźników jakości usług określonych przez Prezesa URE możemy być narażeni na ryzyko spadku rentowności działalności w segmencie dystrybucji oraz nałożenia na nas kar pieniężnych przez Prezesa URE.

Za nieprzestrzeganie obowiązków określonych w Prawie Energetycznym, Prezes URE może nakładać na przedsiębiorstwa energetyczne kary pieniężne. W niektórych przypadkach prowadzenie działalności niezgodnie z przepisami może prowadzić do utraty koncesji wymaganych dla jej prowadzenia. Dodatkowo, zgodnie z Prawem Energetycznym, w przypadku wystąpienia zagrożeń wymienionych w Prawie Energetycznym, takich jak zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, zagrożenie bezpieczeństwa osób lub zagrożenie wystąpieniem znacznych strat materialnych, Rada Ministrów, na wniosek Ministra Gospodarki, może

wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium całej Polski lub na jego części, ograniczenia w sprzedaży paliw oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Prezes URE współdziała również z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję. W tym zakresie znaczący wpływ na działalność w sektorze energetycznym mają także Prezes UOKiK, Komisja Europejska i inne organy.

Istnieje ryzyko, że nasze działania nie będą zgodne z decyzjami regulacyjnymi właściwych organów polskich i unijnych lub że takie decyzje regulacyjne będą dla nas niekorzystne, co w rezultacie może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Ponowne objęcie regulacją przez Prezesa URE obszarów naszej działalności, które aktualnie nie podlegają regulacji cenowej, jak również uwolnienie cen energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G, może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę

Uprawnienia Prezesa URE do zatwierdzania taryf dla dystrybucji energii elektrycznej, sprzedaży energii elektrycznej na rzecz odbiorców z grupy taryfowej G, tzn. przede wszystkim odbiorców detalicznych (głównie gospodarstw domowych), jak również taryf dla dystrybucji oraz obrotu ciepłem, mają istotny wpływ na naszą działalność. Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, co w praktyce oznacza, że OSD korzystający z naturalnego monopolu w regionie geograficznym w którym działa nie może skorzystać z takiego zwolnienia. W odniesieniu do obszarów działalności, które Prezes URE zwolnił z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, Prezes URE ma prawo cofnąć lub ograniczyć udzielone zwolnienie, jeżeli uzna, że ustały warunki uzasadniające udzielenie tego zwolnienia. Istnieje też ryzyko podważenia zwolnienia niektórych przedsiębiorstw energetycznych przez Prezesa URE z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, w szczególności wytwórcom energii elektrycznej, w tym wytwórcom z Grupy i w konsekwencji zakwestionowania sposobu kalkulacji stosowanych przez nie taryf lub innych cenników. Cofnięcie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, ograniczenie jego zakresu lub zakwestionowanie trybu udzielenia takiego zezwolenia może prowadzić do ponownego objęcia regulacją przez Prezesa URE obszarów naszej działalności, które aktualnie nie podlegają regulacji cenowej, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju.

Ponadto, zgodnie z zapowiedziami Prezesa URE, planowane jest uwolnienie cen energii elektrycznej również w obrębie grupy taryfowej G. W przypadku zniesienia obowiązku przedkładania taryfy G do zatwierdzenia Prezesowi URE cena energii elektrycznej dla odbiorców w tej grupie taryfowej zostanie ustalona przez mechanizmy rynkowe i nie możemy wykluczyć, że cena ta ukształtuje się na niższym niż obecnie poziomie, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na nasze przychody, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju. Nie możemy także wykluczyć, że zwiększona konkurencja na rynku objętym obecnie obowiązkiem taryfowym skłoni odbiorców do częstszego korzystania z możliwości zmiany sprzedawcy energii (tzw. zasada TPA), co może oznaczać odejście obsługiwanych przez nas klientów oraz spadek wolumenu sprzedawanej przez nas energii elektrycznej i może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

W przypadku wprowadzenia bardziej restrykcyjnych regulacji dotyczących niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych, możemy zostać zobowiązani do poniesienia dodatkowych kosztów lub dalszego zmniejszania swojego wpływu na ENERGA-OPERATOR lub nawet do zaprzestania działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej

Grupa dokonała wymaganego przepisami Prawa Europejskiego unbundlingu funkcjonalnego oraz prawnego ENERGA-OPERATOR. Aktualne przepisy Prawa Europejskiego, jak i prawa polskiego, nie nakazują, aby grupy kapitałowe zaangażowane w wytwarzanie lub obrót energią elektryczną całkowicie wycofały się z działalności dystrybucyjnej poprzez wyzbycie się własności OSD (tzw. unbundling własnościowy). Nie możemy jednak wykluczyć, że takie wymogi prawne zostaną wprowadzone w przyszłości. W przeszłości, w 2010 roku, Prezes URE krytykował proces konsolidacji polskich grup energetycznych i uznał, iż unbundling własnościowy przed prywatyzacją tych skonsolidowanych pionowo grup leży w interesie odbiorców, zwiększenia konkurencji, a także bezpieczeństwa elektroenergetycznego i ochrony środowiska oraz zrównoważonego rozwoju gospodarczego Polski. Ponadto, w 2010 roku, Prezes UOKiK stwierdził, że prawny unbundling OSD nie gwarantuje, iż OSD będące częścią przedsiębiorstwa pionowo zintegrowanego nie będą dyskryminować sprzedawców energii elektrycznej spoza grupy kapitałowej danego OSD. W konsekwencji nie możemy wykluczyć ryzyka zmiany prawa w celu nałożenia na Grupę obowiązku wyzbycia się własności spółki pełniącej aktualnie rolę OSD lub też przekazania przez nią działalności w zakresie zarządzania sieciami dystrybucyjnymi i

świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej z wykorzystaniem tych sieci podmiotom spoza Grupy. Nałożenie na nas dodatkowych wymogów dotyczących niezależności OSD lub wycofanie się przez nas z działalności dystrybucyjnej może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju.

Ponadto, zgodnie z Dyrektywą 2009/72/WE, pionowo zintegrowani operatorzy systemu dystrybucyjnego nie mogą powodować—w zakresie komunikacji i marki—nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującej się dostawami. Nawet w przypadku braku bezpośredniej implementacji Dyrektywy 2009/72/WE w powyższym zakresie, nie możemy wykluczyć ryzyka, że posługiwanie się przez ENERGA-OPERATOR i ENERGA-OBRÓT podobnymi firmami i znakami towarowymi może być uznane jako wprowadzające w błąd co do ich odrębnej tożsamości, a przez to stać w sprzeczności z zasadami niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych. Nie możemy zatem wykluczyć ryzyka nałożenia przez Prezesa URE obowiązku przeprowadzenia w tym zakresie rebrandingu, co może mieć niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Cofnięcie lub nieprzedłużenie okresu ważności koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych, lub odmowa udzielenia nowych koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych może prowadzić do konieczności ograniczenia zakresu naszej działalności

Prowadzona przez nas działalność wymaga posiadania szeregu koncesji oraz innych zezwoleń administracyjnych, w szczególności koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, wytwarzanie ciepła, dystrybucję ciepła, obrót energią elektryczną oraz dystrybucję energii elektrycznej. Opis posiadanych przez nas koncesji według stanu na dzień Prospektu zamieszczono w rozdziale „Opis działalności—Koncesje”. Utrzymywanie ważności posiadanych koncesji, przestrzeganie ich warunków oraz możliwość przedłużenia okresu ich ważności są czynnikami warunkującym możliwość kontynuacji naszej działalności w obecnym zakresie. Ponadto, realizacja naszego programu inwestycyjnego w zakresie sieci dystrybucyjnej czy budowy nowych jednostek wytwórczych energii elektrycznej lub ciepła, w tym w odnawialnych źródłach energii, może wymagać uzyskania przez nas nowych koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych.

Według stanu na dzień Prospektu, wszystkie koncesje posiadane przez nas zostały udzielone na czas określony i wygasną, o ile nie zostaną przedłużone zgodnie z prawem. Pomimo tego, że postępowanie koncesyjne wymaga spełnienia określonych wymogów przewidzianych w prawie, spełnienie niektórych wymogów ma charakter uznaniowy, a tym samym uzyskanie koncesji jest częściowo zależne od swobodnej oceny organu administracji. W związku z tym nie można mieć pewności, że uzyskamy koncesje niezbędne do prowadzenia naszej działalności na akceptowalnych dla nas warunkach i w zakładanych przez nas ramach czasowych. Ponadto nie możemy zapewnić, że w przyszłości organy koncesyjne nie zmienią praktyki udzielania koncesji na rzecz podmiotów z Grupy, w szczególności nie zmienią warunków koncesji, nie ograniczą ich zakresu albo nie cofną już udzielonych koncesji. Nie możemy również zapewnić, że będziemy w stanie zawsze spełniać wszystkie warunki określone w koncesjach lub w mających do nich zastosowanie przepisach prawa. Ponadto, w pewnych przypadkach przewidzianych prawem, Prezesowi URE przysługuje uprawnienie do cofnięcia koncesji lub zmiany jej zakresu. Cofnięcie, nieprzedłużenie okresu ważności lub ograniczenie zakresu którejkolwiek z aktualnie posiadanych koncesji lub innych zezwoleń administracyjnych, lub odmowa wydania nowych może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nieprecyzyjne przepisy dotyczące obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców mogą prowadzić do sporów z Prezesem URE dotyczących realizacji tego obowiązku, a także do podważania zawartych przez nas umów sprzedaży energii elektrycznej

Przepisy Prawa Energetycznego, które od dnia 9 sierpnia 2010 roku nakładają na wytwórców obowiązek sprzedawania co najmniej 15% wytwarzanej przez nich energii elektrycznej za pośrednictwem giełd towarowych lub rynku regulowanego (tzw. obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej), są nieprecyzyjne i budzą wiele wątpliwości interpretacyjnych, co skutkuje brakiem pewności, co do tego, w jaki sposób wytwórcy powinni realizować nałożony na nich obowiązek. Kwestionowanie przez Prezesa URE wykonania przez ENERGA Elektrownię Ostrołęka obowiązku publicznej sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej może prowadzić do zastosowania przez Prezesa URE sankcji (a w szczególności do wymierzenia kary pieniężnej w wysokości do 15% przychodów uzyskanych w poprzednim roku obrotowym), a nawet do podważenia zawartych przez ENERGA Elektrownię Ostrołęka umów sprzedaży energii elektrycznej. Nałożenie na nas przez Prezesa URE sankcji za niewykonanie obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Skarb Państwa może podejmować w stosunku do nas decyzje o charakterze uznaniowym na podstawie Ustawy o Sprzeciwie MSP, co może kolidować z zamiarami lub interesami posiadaczy Obligacji oraz akcjonariuszy Spółki

Spółki z Grupy mogą podlegać przepisom Ustawy o Sprzeciwie MSP, na podstawie której Minister Skarbu Państwa jest uprawniony do wykonywania szczególnych uprawnień w odniesieniu do spółek zarządzających tzw. infrastrukturą krytyczną, przy czym uprawnienia te nie zależą od posiadania udziału w danej spółce. W szczególności, uprawnienia Skarbu Państwa polegają na możliwości wyrażenia w pewnych przypadkach sprzeciwu wobec podejmowanych przez organy spółki uchwał lub innych czynności prawnych podejmowanych przez spółkę, których przedmiotem jest rozporządzenie składnikiem mienia należącym do infrastruktury krytycznej. Nie możemy wykluczyć, że Ustawa o Sprzeciwie MSP będzie miała wpływ na spółki z Grupy, a Minister Skarbu Państwa będzie chciał skorzystać w przyszłości z tych uprawnień. Dodatkowo, nie możemy zagwarantować, że podejmowane na podstawie Ustawy o Sprzeciwie MSP działania Ministra Skarbu Państwa nie będą pozostawały w sprzeczności z zamierzeniami lub interesami posiadaczy Obligacji oraz akcjonariuszy Spółki. Czynniki te mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywę rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Możemy nie dotrzymać obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów paliw, co może skutkować nałożeniem na nas kar pieniężnych przez Prezesa URE

Prawo Energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła do utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła. W razie stwierdzenia naruszenia obowiązku utrzymywania zapasów paliwa, Prezes URE nakłada karę pieniężną. Nie możemy zagwarantować utrzymania zapasów węgla kamiennego oraz innych paliw, które zapewniałyby utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej i ciepła, w tym z przyczyn znajdujących się poza naszą kontrolą takich jak, niewywiązanie się naszych dostawców paliw ze swoich zobowiązań kontraktowych. W związku z tym, nie możemy zagwarantować, że takie kary nie zostaną na nas nałożone w przyszłości. Wszystkie te czynniki mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywę rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Niektóre transakcje z naszym udziałem mogą być zakwestionowane, jako stanowiące niedozwoloną pomoc publiczną, co może skutkować obowiązkiem zwrotu udzielonej pomocy wraz z narosłymi odsetkami

Przepisy prawa polskiego oraz Unii Europejskiej dotyczące pomocy publicznej są nieprecyzyjne. Istnieje ryzyko, iż niektóre zawarte wcześniej transakcje, których byliśmy stroną, mogły stanowić, lub mogą zostać uznane za stanowiące przypadek pomocy publicznej udzielonej z naruszeniem odpowiednich przepisów polskich lub unijnych. Otrzymanie niezatwierdzonej pomocy publicznej może skutkować obowiązkiem zwrotu otrzymanych kwot wraz z odsetkami, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywę rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Obowiązują nas przepisy o zamówieniach publicznych, które są często trudne w interpretacji i zastosowaniu

W wielu dziedzinach naszej działalności jesteśmy związani polskim przepisami dotyczącymi zamówień publicznych. Przepisy te stosuje się m.in. do procedury wyłaniania naszych dostawców, wykonawców robót budowlanych i dostawców usług. Ich postanowienia są nierzadko trudne w interpretacji i zastosowaniu, oraz mogą, w szczególności, powodować znaczące przedłużenie procesu wyboru dostawcy i ograniczają swobodę podejmowania decyzji. Ponadto, umowa zawarta z naruszeniem przepisów prawa zamówień publicznych może zostać uznana za nieważną lub na zamawiającego mogą zostać nałożone kary pieniężne w wysokości do 10% wartości umowy. Wszystko to może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywę rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Niektóre spośród zawartych przez nas transakcji mogą być podważane lub uważane za nieskuteczne z powodu niezgodności z Ustawą o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa lub Ustawą o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych

Zgodnie z KSH, Ustawą o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa oraz Ustawą o komercjalizacji i prywatyzacji, pewne transakcje wymagają dla swej ważności spełnienia szczególnych wymogów formalnych lub zatwierdzenia przez odpowiednie organy spółki lub organy administracyjne. Nie jesteśmy w stanie zapewnić, biorąc pod uwagę zwłaszcza wielkość Grupy oraz skalę i stopień złożoności naszej

działalności, że wszystkie wchodzące w skład Grupy spółki przestrzegały wszystkich tego rodzaju wymogów w przeszłości, ani że będziemy w stanie zagwarantować ich przestrzeganie w przyszłości. Istnieje zatem ryzyko, że skuteczność lub ważność niektórych zawartych przez nas w przeszłości lub zawieranych w przyszłości transakcji, dotyczących m.in. procesu naszej historycznej konsolidacji, mogą być podważane. W przypadku stwierdzenia nieskuteczności lub nieważności istotnych transakcji, może to mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Krajowy system wsparcia kogeneracji może być zmieniony lub zniesiony

Podobnie jak inne zakłady wytwarzające energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem (kogeneracja) korzystamy z krajowego systemu wsparcia wysokosprawnych jednostek wytwórczych, tj. bloków wytwarzających jednocześnie energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem o sprawności nie niższej niż określona w Prawie Energetycznym. Od dnia 1 kwietnia 2013 roku, system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, oparty o świadectwa pochodzenia został utrzymany jedynie częściowo (obowiązek uzyskiwania i przedstawiania tzw. żółtych i czerwonych świadectw pochodzenia Prezesowi URE do umorzenia został zniesiony z dniem 31 marca 2013 roku). Wprowadzenie systemu wsparcia kogeneracji energii elektrycznej i ciepła w formie innej niż obowiązująca do 31 marca 2013 roku lub decyzja o ponownym wprowadzeniu obowiązku uzyskiwania i przedstawiania żółtych oraz czerwonych świadectw pochodzenia Prezesowi URE do umorzenia mogłaby mieć niekorzystny wpływ na rentowność ENERGA-OBRÓT. Wszystkie omawiane okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nowe regulacje dotyczące emisji CO₂ mogą zmusić nas do poniesienia istotnych dodatkowych nakładów inwestycyjnych lub dodatkowych kosztów, lub do ograniczenia naszej działalności w zakresie produkcji energii elektrycznej

Wytwarzanie przez nas energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych paliwami kopalnymi wiąże się z emisją stosunkowo dużych ilości CO₂ do środowiska. Z tego względu wszelkie regulacje dotyczące ograniczeń emisji do środowiska CO₂, w tym regulacje składające się na tzw. pakiet energetyczno-klimatyczny UE, mogą znacząco wpływać na naszą działalność. W szczególności, sukcesywnie ograniczana pula nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ powoduje, że emisja CO₂ w zakresie przekraczającym darmowe uprawnienia przyznawane polskim instalacjom w ramach KPRU wiąże się z ponoszeniem nakładów finansowych na zakup uprawnień do emisji EUA lub jednostek CER lub ERU, których ceny ulegają wahaniom. W szczególności, na wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ może mieć wpływ ryzyko redukcji ich wolumenu oferowanego na aukcjach wskutek skorzystania przez Komisję Europejską z uprawnień do jednorazowego dostosowania harmonogramu aukcji uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013–2020 w taki sposób, że obrót do 900 mln tych uprawnień zostanie zawieszony lub wycofany (tzw. *backloading*). Zgodnie z projektami wykazów instalacji wraz ze wstępnymi wielkościami przydziałów bezpłatnych uprawnień do emisji w ramach wspólnotowego systemu handlu emisjami CO₂ dla polskiego sektora energetycznego w trzecim okresie rozliczeniowym przypadającym na lata 2013-2020, z derogacji będą mogły skorzystać niektóre spółki z Grupy. Po akceptacji projektów wykazów przez Komisję Europejską, Rada Ministrów przyjmie w drodze rozporządzenia wykaz instalacji objętych systemem handlu emisjami CO₂ w trzecim okresie rozliczeniowym wspólnotowego systemu handlu emisjami CO₂ wraz z przyznaną tym instalacjom liczbą uprawnień do emisji. Zgodnie z założeniami, w trzecim okresie rozliczeniowym uprawnienia bezpłatne będą stopniowo wycyfowane, a najpóźniej do 2020 roku wydawanie bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla instalacji wytwarzających energię elektryczną zostanie zakończone. Warunkiem przyznania bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla polskiego sektora energetycznego jest terminowa realizacja i rozliczenie przedsięwzięć inwestycyjnych ujętych w tzw. Krajowym Planie Inwestycyjnym („KPI”), które mają równoważyć koszty tych bezpłatnych uprawnień. KPI przewiduje inwestycje w zakresie modernizacji i poprawy infrastruktury energetycznej oraz rozwijania czystych technologii węglowych. Polska przygotowała wymagany KPI, który obecnie oczekuje na akceptację Komisji Europejskiej.

W związku z powyższym istnieje ryzyko, iż w przyszłości będziemy zmuszeni nabywać dodatkowo znacznie większą niż obecnie ilość uprawnień do emisji CO₂ oraz po wyższych niż obecnie cenach, ograniczyć produkcję energii elektrycznej w instalacjach emitujących CO₂ lub wprowadzić kosztowne technologiczne modernizacje takich instalacji celem ograniczenia emisji. Może to doprowadzić do znacznego wzrostu kosztów produkcji energii elektrycznej w takich jednostkach, w związku z czym cena energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym stanie się mniej konkurencyjna. Ponadto, nie możemy wykluczyć, że w odniesieniu do niektórych nowych jednostek wytwórczych będziemy musieli dokonać oceny, czy w planowanej inwestycji możliwe jest stosowanie określonych technologii ograniczenia emisji. W przypadku spełnienia warunków zastosowania takiej technologii, będziemy zobowiązani zarezerwować odpowiednią przestrzeń na instalację urządzeń do takiej

technologii na terenie nowo budowanego obiektu, co może wiązać się z koniecznością wprowadzenia kosztownych rozwiązań technologicznych.

Ograniczanie puli przyznawanych nieodpłatnie uprawnień do emisji CO₂ oraz wzrost cen takich uprawnień, a także konieczność ponoszenia kosztów związanych z wdrażaniem technologii ograniczenia emisji może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Konieczność spełniania zaostrzonych standardów dotyczących zanieczyszczeń takich jak SO₂, NO_x, pyły i inne substancje może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę

Nasza działalność w segmencie wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza ze źródeł konwencjonalnych, związana jest z emisją CO₂, jak również NO_x, SO₂, pyłów i innych substancji do środowiska. Istniejące i przyszłe ograniczenia w zakresie emisji innych niż gazy cieplarniane substancji (NO_x, SO₂, pyłów i innych substancji) mogą powodować analogiczne skutki, jak ograniczenia emisji CO₂ (zobacz „—Nowe regulacje dotyczące emisji CO₂ mogą zmusić nas do poniesienia istotnych dodatkowych nakładów inwestycyjnych lub dodatkowych kosztów, lub do ograniczenia naszej działalności w zakresie produkcji energii elektrycznej”). Kierunki rozwoju Prawa Europejskiego i prawa polskiego wykazują tendencje do zaostrzania warunków korzystania przez przedsiębiorców ze środowiska naturalnego, w tym obniżania limitów emisji zanieczyszczeń do środowiska. Wprowadzenie w przyszłości niższych limitów emisji może skutkować koniecznością ponoszenia znaczących kosztów związanych z modernizacją lub koniecznością zastąpienia naszych urządzeń niespełniających norm emisji, jak również wdrażaniem nowych technologii (w tym również dotyczących monitorowania emisji), a także kosztów kar, które mogą być nakładane na nas w przypadku przekroczenia limitów emisji.

Dyrektywa IED, zastępująca m.in. Dyrektywy IPPC i LCP, zaostrza normy emisji SO₂, NO_x i pyłu. Wprowadzenie obowiązku uwzględniania w pozwoleniach środowiskowych tzw. konkluzji BAT (wynikających ze stosowania najlepszych dostępnych technik) dodatkowo spowoduje zaostrzenie tych standardów. Nałożony na Polskę wymóg nieprzekraczania limitów wielkości emisji SO₂ i NO_x dla dużych źródeł spalania (50 MW i więcej), którego celem ma być wprowadzenie do krajowego porządku prawnego regulacji określonych w Załączniku XII do Traktatu Akcesyjnego, może spowodować dodatkowe nowe obowiązki lub konieczność szybszego wprowadzenia standardów konkluzji BAT. Nie można zagwarantować, iż w przypadku naruszenia wspomnianych limitów nałożonych na Polskę zgodnie z Załącznikiem XII do Traktatu Akcesyjnego, Polska nie podejmie działań zmierzających do zaostrzenia obecnie obowiązujących standardów emisji. Nie można również wykluczyć, że do takich zaostrzeń dojdzie wskutek przyszłych zmian regulacji UE w przedmiocie krajowych limitów emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza.

Konieczność przestrzegania zaostrzonych wymogów ochrony środowiska może wiązać się z koniecznością poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych, co może prowadzić do znacznego wzrostu cen energii elektrycznej, co może z kolei skutkować spadkiem popytu na energię elektryczną, a tym samym mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji. W szczególności niezrealizowanie inwestycji zapewniających spełnienie nowych, zaostrzonych standardów prowadzić będzie do zaprzestania w Elektrowni Ostrołęka B eksploatacji dwóch bloków od 2016 roku i trzeciego od 2017 roku, czego skutkiem może być konieczność budowy przez nas nowego źródła ciepła dla miasta Ostrołęki.

Wprowadzenie opłaty za wykorzystywanie wody w energetyce może mieć istotny niekorzystny wpływ na Grupę

Obecnie prowadzone są prace legislacyjne mające na celu wprowadzenie istotnych zmian w obowiązujących przepisach dotyczących gospodarki wodnej, a w szczególności źródeł jej finansowania. Zgodnie z założeniami, mogą zostać wprowadzone m.in. opłaty za pobór lub wykorzystywanie wód do celów wytwarzania energii. W przypadku wprowadzenia takich regulacji lub opłat, zwiększyłyby się koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wodnych i elektrowniach konwencjonalnych z otwartym obiegiem chłodzącym, co mogłoby zagrozić rentowności niektórych instalacji hydroenergetycznych, elektrowni i elektrociepłowni, w tym instalacji wykorzystywanych przez Grupę.

Wprowadzenie opłat za pobór lub wykorzystywanie wód do celów energetyki wodnej może także doprowadzić do konieczności poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych, co może prowadzić do znacznego wzrostu cen energii elektrycznej, co może z kolei skutkować spadkiem popytu na energię elektryczną, a tym samym mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Podlegamy różnym regulacjom z zakresu ochrony środowiska, co może wiązać się z koniecznością ponoszenia znaczących kosztów związanych z dostosowaniem się do przepisów lub uzyskaniem nowych pozwoleń środowiskowych wynikających z zaostrzenia przepisów dotyczących ochrony środowiska oraz wdrażania najlepszych praktyk branżowych

Nasza działalność wywiera istotny wpływ na środowisko. Z tego względu jesteśmy zobowiązani działać na podstawie pozwoleń zintegrowanych uzyskiwanych dla instalacji, których funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w nich działalności, może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, jak również na podstawie środowiskowych pozwoleń sektorowych dotyczących emisji substancji i hałasu, gospodarki wodno-ściekowej i gospodarki odpadami. Przepisy dotyczące ochrony środowiska i korzystania z zasobów naturalnych przez przedsiębiorstwa podlegają stosunkowo częstym zmianom, w związku z tym może wystąpić konieczność uzyskania przez nas nowych pozwoleń lub zmiany warunków już posiadanych pozwoleń. Nie możemy zagwarantować, że ubieganie się o nowe pozwolenia lub zmianę istniejących pozwoleń zakończy się sukcesem. Ponadto, w przypadku niektórych pozwoleń posiadanych przez spółki należące do Grupy, które podlegały przekształceniom korporacyjnym (w szczególności pozwoleń wodnoprawnych), nie da się wykluczyć, że nie zostały one należycie przeniesione. Zgodnie z orzeczeniem Naczelnego Sądu Administracyjnego z 2007 roku, pozwolenia środowiskowe nie są automatycznie przenaszalne na skutek połączenia czy podziału podmiotów na podstawie odpowiednich przepisów KSH. Uznanie posiadanych przez nas decyzji administracyjnych za wadliwe, może skutkować koniecznością poniesienia przez nas dodatkowych kosztów związanych z podwyższonymi opłatami za korzystanie ze środowiska. Nieuzyskanie nowych pozwoleń wskutek niespełniania wymagań (albo nieuzyskanie w terminie zgody na zmianę dotychczasowych pozwoleń), bądź uznanie dotychczasowych pozwoleń za wadliwe, może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju.

W najbliższych latach należy się liczyć z dalszym zaostrzeniem wymogów dotyczących ochrony i korzystania ze środowiska, zarówno w przepisach polskich, regulacjach UE, jak i w konwencjach międzynarodowych. Nie możemy przewidzieć dokładnego rodzaju ani zakresu tych zmian. W szczególności, na dzień Prospektu, prowadzone są prace nad zmianą tzw. dyrektywy ramowej oraz decyzji Komisji 2000/532/WE z dnia 3 maja 2000 roku ustalającej tzw. listę odpadów, co może doprowadzić do uznania odpadów paleniskowych ze spalania paliw za odpad niebezpieczny. Wobec braku jasności, co do przyszłych regulacji dotyczących ochrony środowiska oraz wobec zwiększających się nakładów związanych z wymogami ochrony środowiska, możemy być w przyszłości zobowiązani do ponoszenia znaczących kosztów lub nakładów inwestycyjnych związanych z dostosowywaniem się do nowych wymogów środowiskowych lub zakończenia eksploatacji naszych urządzeń i instalacji niespełniających podwyższonych wymogów środowiskowych. Brak dostosowania się przez nas do nowych przepisów środowiskowych w określonym zakresie lub terminie może spowodować konieczność poniesienia odpowiedzialności o charakterze administracyjnym i cywilnym, a także odpowiedzialności karnej po stronie podmiotów z Grupy oraz członków Zarządu lub pracowników. Ponadto, naruszenie wymogów ochrony środowiska może prowadzić do konieczności okresowego przerwania lub trwałego zaprzestania prowadzenia przez nas określonej działalności i mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju.

Ponadto, instalacje wymagające pozwolenia zintegrowanego powinny spełniać wymogi dotyczące tzw. Najlepszych Dostępnych Technik (*Best Available Techniques, BAT*), co wiąże się z koniecznością ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych. Wymogi te określone są w dokumentach referencyjnych BREFs (*BAT Reference Notes*), a także mogą wynikać wprost z obowiązujących przepisów prawa oraz innych specyfikacji technicznych, norm technicznych itp. Dokumenty referencyjne BREFs mają charakter zaleceń, a dostosowanie instalacji oraz stosowanej technologii, procedur i praktyki postępowania do wymagań BAT stanowi najistotniejszy warunek uzyskania pozwolenia zintegrowanego. Dyrektywa IED, zastępująca m.in. Dyrektywę IPPC oraz Dyrektywę LCP, zaostrza standardy emisyjne m.in. dla SO₂ i NO_x i pyłu oraz wymaga uwzględnienia tzw. konkluzji BAT, które mają stanowić podstawę określania warunków pozwolenia zintegrowanego oraz wyznaczenia dopuszczalnych wielkości emisji. Projekty nowego dokumentu referencyjnego BAT dla energetyki przewidują rozszerzenie zakresu wymagań (w tym pomiarowych) i zaostrzenie standardów emisyjnych. Nie możemy wykluczyć, że, w przyszłości, kolejne wymagania dotyczące BAT będą coraz bardziej rygorystyczne, łącznie z rozszerzeniem kategorii instalacji podlegających tym wymogom. Ponadto, istnieje ryzyko, że niektóre z posiadanych przez nas urządzeń lub instalacji mogą nie być przystosowane do obowiązujących wymogów w terminach przewidzianych w przepisach dotyczących BAT.

Powyższe czynniki mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Regulacje dotyczące ochrony środowiska mogą nakładać na nas liczne ograniczenia, prowadzić do znaczącego zwiększenia się kosztów realizacji nowych projektów oraz wytwarzania energii elektrycznej, jak też zmusić nas do wycofania się z eksploatacji istniejących aktywów

Lokalizacja i wdrażanie nowych inwestycji w segmencie wytwarzania energii elektrycznej, w tym farm wiatrowych, ewentualnej budowy drugiego stopnia wodnego na Wiśle w ramach Projektu Wisła i innych inwestycji w zakresie odnawialnych źródeł energii, a także rozbudowa istniejących elektrowni podlega ograniczeniom wynikającym z regulacji dotyczących ochrony środowiska. W wielu przypadkach realizacja naszych przedsięwzięć wymaga uzyskania pozwoleń środowiskowych i przeprowadzenia procedury oceny oddziaływania na środowisko. Istnieje ryzyko, iż organizacje ekologiczne, powołując się na swoje cele statutowe, zgłoszą chęć uczestniczenia w określonym postępowaniu w sprawie udzielenia pozwolenia środowiskowego i będą w nim uczestniczyły na prawach strony, co może mieć istotny wpływ na przebieg i wyniki takiego postępowania. Może to wiązać się z koniecznością wprowadzenia zmian do planowanych przedsięwzięć, ich opóźnieniem lub zawieszeniem, a także poniesienia dodatkowych kosztów.

Ponadto, skala naszych działań może wymagać przestrzegania innych ograniczeń. W szczególności, program Natura 2000 przewiduje szereg ograniczeń w zakresie realizacji inwestycji, takich jak specjalne formy ochrony ptaków i ich siedlisk czy konieczność przeprowadzania szczegółowej analizy wpływu inwestycji na chronione gatunki lub ich siedliska. Nie jest wykluczone, że zasięg terytorialny programu Natura 2000 ulegnie w przyszłości rozszerzeniu, co może skutkować, między innymi, koniecznością zmiany lokalizacji planowanych przez nas inwestycji. W konsekwencji, przy wyborze lokalizacji planowanego przedsięwzięcia, jak i w przypadku przedsięwzięcia działającego już w obszarze specjalnej ochrony, konieczna jest analiza przed- i porealizacyjna, a także stały monitoring wpływu inwestycji na środowisko. W przypadku negatywnego oddziaływania inwestycji na obszar chroniony, działalność taka może zostać istotnie ograniczona lub nawet uniemożliwiona.

W związku z powyższym, możliwość realizacji przyszłych inwestycji lub modernizacja lub rozszerzenie zakresu eksploatacji istniejących obiektów może zostać istotnie ograniczona, bądź ich wykorzystanie może być utrudnione, wymagać poniesienia dodatkowych kosztów lub spełnienia dodatkowych wymagań. Poza tym, jeżeli przepisy dotyczące ochrony środowiska zostaną zastrzone, możemy nie być w stanie pokryć dodatkowych kosztów koniecznych dla dostosowania naszej działalności do takich nowych regulacji i w efekcie możemy być zmuszeni do tymczasowego lub stałego wycofania z eksploatacji niektórych z naszych aktywów.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Częste zmiany polskich przepisów dotyczących naszego sektora mogą istotnie niekorzystnie wpływać na Grupę

Polski system prawny, w tym regulacje dotyczące sektora energetycznego, a także interpretacja tych przepisów, podlegają częstym i istotnym zmianom. W szczególności, Prawo Energetyczne było nowelizowane wiele razy, przy czym znaczna część z tych nowelizacji wprowadzała kluczowe zmiany do głównych obszarów, w których prowadzimy działalność. W chwili obecnej trwają także prace nad kolejnymi nowelizacjami Prawa Energetycznego, w tym nad pakietem trzech nowych ustaw: prawo energetyczne, prawo gazowe i ustawą o odnawialnych źródłach energii, które mają zastąpić obecnie obowiązujące Prawo Energetyczne. Trudno przewidzieć, jakie będą skutki wprowadzenia tych zmian dla naszej działalności. Na zmiany przepisów dotyczących sektora energetycznego mają też wpływ regulacje UE mające na celu liberalizację wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz zwiększenie poziomu ochrony środowiska.

W związku ze zmiennością przepisów, w tym przepisów dotyczących sektora energetycznego, nie są one w jednolity sposób stosowane przez sądy, organy administracji i inne organy stosujące prawo. Istnieje zatem ryzyko, że postanowienia i decyzje wydane przez poszczególne sądy i inne organy w odniesieniu do podobnych stanów faktycznych będą rozbieżne. Co więcej, stanowiska właściwych sądów lub innych urzędów w sprawach należących do ich kompetencji mogą ulec zmianie, co wpływa na niestabilność procesu stosowania prawa. Niestabilność systemu prawnego i otoczenia regulacyjnego zwiększa ryzyko utraty części przychodów, ponoszenia istotnych dodatkowych i nieoczekiwanych wydatków, jak i kosztów dostosowywania prowadzonej działalności do zmieniającego się otoczenia prawnego, ponadto, może spowodować, że tymczasowo lub trwale ograniczymy naszą działalność. Może to prowadzić do powstawania sporów na tle interpretacji przepisów prawnych zarówno z organami publicznymi stosującymi prawo, jak i z podmiotami prywatnymi, z którymi pozostajemy w stosunkach prawnych. Nieprawidłowości lub opóźnienia w implementacji dyrektyw UE do prawa krajowego mogą prowadzić do dodatkowych wątpliwości związanych m.in. z interpretacją przepisów mających wpływ na naszą działalność. Spełnienie się tego rodzaju zagrożeń może mieć istotny niekorzystny

wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Niesprzyjające zmiany otoczenia politycznego mogą istotnie niekorzystnie wpływać na Grupę

Decyzje polityczne na poziomie krajowym oraz Unii Europejskiej, a także decyzje podejmowane przez władze i organy administracji w Polsce oraz przez organy UE mogą mieć istotny wpływ na naszą działalność. Decyzje takie mogą wywierać wpływ zarówno na kierunki zmian regulacji prawnych jak i na inne działania podejmowane przez organy administracji w obszarach istotnych dla sektora energetycznego. To z kolei może wpływać na strukturę i model działania rynku energii elektrycznej, zasady kształtowania cen energii elektrycznej, dostępność i koszty zaopatrzenia w paliwa wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej oraz regulacje w zakresie ochrony środowiska. Przykładami regulacji, które naszym zdaniem w znacznym stopniu podlegały i nadal podlegają wpływowi decyzji politycznych są, na poziomie Unii Europejskiej, elementy tzw. europejskiego pakietu klimatycznego i energetycznego, zaś na poziomie krajowym, przygotowywana ustawa o odnawialnych źródłach energii oraz tzw. „Trójpak Energetyczny” obejmujący pakiet trzech nowych ustaw: prawo energetyczne, prawo gazowe i ustawę o odnawialnych źródłach energii. Wszystkie one mają istotny wpływ na naszą działalność i wyniki. W efekcie, niesprzyjające zmiany otoczenia politycznego w Polsce lub Unii Europejskiej mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Czynniki ryzyka związane z Dopuszczeniem do Obrotu oraz Obligacjami

KNF może między innymi nakazać wstrzymanie ubiegania się lub zakazać ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie Obligacji do obrotu na rynku regulowanym

Zgodnie z przepisami Ustawy o Ofercie Publicznej, w przypadku naruszenia lub uzasadnionego podejrzenia naruszenia przepisów prawa w związku z ubieganiem się o dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przez emitenta lub podmioty występujące w imieniu lub na zlecenie emitenta albo uzasadnionego podejrzenia, że takie naruszenie może nastąpić, KNF, może m.in. (i) nakazać wstrzymanie ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym, na okres nie dłuższy niż 10 dni roboczych, (ii) zakazać ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym; (iii) opublikować, na koszt emitenta, informację o niezgodnym z prawem działaniu w związku z ubieganiem się o dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym.

Podobne sankcje mogą zostać także zastosowane w przypadku gdy (i) dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym w znaczący sposób naruszałoby interesy inwestorów, (ii) istnieją przesłanki, które w świetle przepisów prawa mogą prowadzić do ustania bytu prawnego emitenta, (iii) działalność emitenta była lub jest prowadzona z rażącym naruszeniem przepisów prawa, które to naruszenie może mieć istotny wpływ na ocenę papierów wartościowych emitenta lub też w świetle przepisów prawa może prowadzić do ustania bytu prawnego lub upadłości emitenta lub (iv) status prawny papierów wartościowych jest niezgodny z przepisami prawa, i w świetle tych przepisów istnieje ryzyko uznania tych papierów wartościowych za nieistniejące lub obciążone wadą prawną mającą istotny wpływ na ich ocenę.

Ponadto, zgodnie z Ustawą o Obrocie, w przypadku, gdy wymaga tego bezpieczeństwo obrotu na rynku regulowanym lub jest zagrożony interes inwestorów, spółka prowadząca rynek regulowany, na żądanie KNF, wstrzymuje dopuszczenie do obrotu na tym rynku lub rozpoczęcie notowań wskazanymi przez KNF papierami wartościowymi lub innymi instrumentami finansowymi na okres nie dłuższy niż 10 dni.

Wstrzymanie dopuszczenia Obligacji do obrotu na rynku regulowanym lub opóźnienie rozpoczęcia notowań na rynku regulowanym może mieć istotny negatywny wpływ na płynność, a w konsekwencji na wartość Obligacji.

Jeżeli nie spełnimy wymagań określonych w Regulaminie BondSpot lub Ustawie o Ofercie Publicznej, Obligacje mogą zostać wykluczone z obrotu na BondSpot

Obligacje będące przedmiotem obrotu na rynku regulowanym Catalyst prowadzonym przez BondSpot mogą zostać z niego wykluczone uchwałą Zarządu BondSpot. Regulamin BondSpot określa przesłanki zarówno fakultatywnego wykluczenia instrumentów finansowych z obrotu, jak również przesłanki, gdy zarząd obligatoryjnie dokonuje wykluczenia instrumentów finansowych z obrotu. Instrumenty finansowe podlegają obligatoryjnemu wykluczeniu z obrotu (i) gdy ich zbywalność stała się ograniczona, (ii) na żądanie KNF, (iii) w przypadku zniesienia dematerializacji tych instrumentów (tj. przywrócona została forma dokumentu), (iv) jeżeli uzna, że wymaga tego bezpieczeństwo obrotu lub interes uczestników obrotu, oraz (v) w przypadku wykluczenia ich z obrotu na rynku regulowanym przez właściwy organ nadzoru.

W przypadku naruszenia przez spółkę obowiązków nałożonych przez Ustawę o Ofercie Publicznej, KNF może podjąć decyzję o wykluczeniu papierów wartościowych z obrotu na BondSpot. Takie uprawnienie przysługuje KNF w przypadku naruszenia przez spółkę określonych obowiązków dotyczących informacji poufnych wynikających z przepisów Ustawy o Obrocie. Przesłanki fakultatywnego wykluczenia instrumentów finansowych z obrotu na BondSpot przez Zarząd BondSpot obejmują (i) uporczywe naruszanie przez emitenta przepisów obowiązujących na BondSpot, (ii) ogłoszenie upadłości emitenta albo w przypadku oddalenia przez sąd wniosku o ogłoszenie upadłości z powodu braku środków w majątku emitenta na zaspokojenie kosztów postępowania, (iii) otwarcie likwidacji emitenta, (iv) złożenie przez emitenta wniosku o wykluczenie; pod warunkiem, że nie spowoduje to znaczącego naruszenia interesów inwestorów lub zagrożenia prawidłowego funkcjonowania rynku. Zgodnie z zasadami działania Catalyst dłużne instrumenty finansowe mogą zostać wykluczone z obrotu na danym rynku Catalyst, gdy ich emitent narusza przepisy obowiązujące na tym rynku, a w szczególności nie wykonuje obowiązków związanych z przekazywaniem informacji bieżących i okresowych lub wykonuje je nienależycie, albo w inny sposób narusza interes i bezpieczeństwo uczestników obrotu.

Nie jesteśmy w stanie przewidzieć, czy w przyszłości nie wystąpi którakolwiek z przesłanek stanowiących podstawę do wykluczenia Obligacji z obrotu na rynku regulowanym Catalyst prowadzonym przez BondSpot. Wraz z wykluczeniem papierów wartościowych z obrotu pozagiełdowego inwestorzy tracą możliwość dokonywania obrotu tymi papierami wartościowymi na BondSpot, co w negatywny sposób może wpłynąć na płynność tych papierów wartościowych. Sprzedaż papierów wartościowych, które zostały wykluczone z obrotu pozagiełdowego, może zostać dokonana po istotnie niższych cenach w stosunku do ostatnich kursów transakcyjnych w obrocie pozagiełdowym.

Obrót Obligacjami na BondSpot może zostać zawieszony

Po rozpoczęciu notowań Obligacji na rynku Catalyst prowadzonym przez BondSpot, Zarząd BondSpot, jako podmiot prowadzący i nadzorujący ten rynek, może podjąć uchwałę o zawieszeniu obrotu tymi papierami wartościowymi zgodnie z przepisami regulującymi działanie BondSpot. Zarząd BondSpot może zawiesić obrót instrumentami finansowymi na okres do 3 miesięcy (i) na wniosek emitenta, w tym w celu zapewnienia inwestorom powszechnego i równego dostępu do informacji, (ii) jeżeli emitent narusza przepisy obowiązujące na rynku; pod warunkiem, że nie spowoduje to znaczącego naruszenia interesów inwestorów lub zagrożenia prawidłowego funkcjonowania rynku. Zarząd BondSpot zawiesza obrót instrumentami dłużnymi na okres do 3 miesięcy, jeżeli uzna, że wymaga tego bezpieczeństwo obrotu lub interes uczestników obrotu.

Uprawnienie do żądania od BondSpot zawieszenia obrotu instrumentami notowanymi na rynku regulowanym prowadzonym przez BondSpot na okres do jednego miesiąca posiada także KNF na podstawie Ustawy o Obrocie. KNF może skorzystać z powyższego uprawnienia w przypadku, gdy obrót papierami wartościowymi jest dokonywany w okolicznościach wskazujących na możliwość zagrożenia prawidłowego funkcjonowania rynku regulowanego lub bezpieczeństwa obrotu na tym rynku, albo naruszenia interesów inwestorów. Pozostałe przesłanki wystąpienia przez KNF z żądaniem zawieszenia obrotu instrumentami określa szczegółowo Ustawa o Obrocie.

W okresie zawieszenia obrotu papierami wartościowymi inwestorzy nie mają możliwości nabywania i zbywania takich papierów wartościowych w obrocie na rynku pozagiełdowym prowadzonym przez BondSpot, co negatywnie wpływa na ich płynność. Sprzedaż papierów wartościowych, których obrót został zawieszony, poza obrotem na rynku pozagiełdowym prowadzonym przez BondSpot może zostać dokonana po istotnie niższych cenach w stosunku do ostatnich kursów transakcyjnych w obrocie na tym rynku. Nie możemy wykluczyć, że po rozpoczęciu notowań Obligacji powstaną przesłanki zawieszenia ich obrotu na rynku pozagiełdowym.

Płynność i kurs notowań Obligacji mogą podlegać znacznym wahaniom

Nie można zapewnić, że po wprowadzeniu Obligacji do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez BondSpot powstanie płynny rynek. Nie można przewidzieć poziomu zainteresowania inwestorów Obligacjami. W związku z tym nie można wykluczyć występowania znacznych wahań kursów Obligacji, ani że inwestorzy nie będą w stanie kupić lub sprzedać Obligacji po oczekiwanych cenach lub w oczekiwanych terminach.

Ponadto, na kurs notowań Obligacji może wpływać szereg innych czynników, w tym m.in. ogólne trendy ekonomiczne, zmiany ogólnej sytuacji na rynkach finansowych, zmiany prawa i innych regulacji w Polsce i UE, zmiany prognoz przez analityków giełdowych oraz faktyczne lub przewidywane zmiany w naszej działalności, naszej sytuacji lub naszych wynikach finansowych. Wahania na rynku papierów wartościowych w przyszłości mogą również mieć niekorzystny wpływ na kurs Obligacji, niezależnie od naszej działalności, naszej sytuacji finansowej i naszych wyników z działalności lub naszych perspektyw rozwoju.

Wartość Obligacji w portfelach inwestorów zagranicznych może ulec obniżeniu na skutek zmienności kursów walutowych

Po rozpoczęciu notowań Obligacji na rynku regulowanym w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot walutą notowań będzie polski złoty (PLN). Wpłaty na Obligacje wnoszone przez inwestorów zagranicznych będą dokonywane w walucie polskiej. Zasadniczo będzie się to wiązało z koniecznością wymiany waluty krajowej inwestora zagranicznego na PLN według określonego kursu wymiany. W konsekwencji, stopa zwrotu z inwestycji w Obligacje będzie zależała nie tylko od zmiany ich kursu w okresie inwestycji, ale także od zmian kursu danej waluty względem PLN. Deprecjacja PLN wobec walut obcych może w negatywny sposób wpłynąć na równowartość w walutach obcych kwoty wypłacanej w związku z Obligacjami, co będzie powodować obniżenie rzeczywistej stopy zwrotu z inwestycji w Obligacje.

Ryzyko zmiany stóp procentowych

Począwszy od daty emisji Obligacji do daty ich wykupu, nie można wykluczyć istotnych zmian stóp procentowych, w tym stopy bazowej Obligacji. W stosunku do Obligacji stopę procentową dla danego okresu odsetkowego stanowi stopa bazowa (równa stawce WIBOR dla depozytów 3-miesięcznych wyrażonych w PLN) powiększona o marżę odsetkową wynoszącą 1,50% w skali roku. Ponadto wysokość stopy procentowej podlega zgodnie z Warunkami Emisji Obligacji zmianie w przypadku podwyższenia lub obniżenia ratingu przyznanego Spółce (zobacz „Opis Obligacji dopuszczanych do obrotu – Warunki Emisji Obligacji”). Obniżenie stóp procentowych, w tym stopy bazowej Obligacji, w szczególności związane z pogarszającymi się warunkami gospodarczymi, może wpłynąć na obniżenie rentowności Obligacji. Z drugiej strony, znaczne podwyższenie podstawowych stóp procentowych, a także stopy bazowej Obligacji, może zwiększyć koszty emisji Obligacji jak również obligacji kolejnych serii emitowanych w ramach Programu Emisji i negatywnie wpłynąć na naszą sytuację finansową i nasze wyniki z działalności, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

Nasze dalsze zadłużenie lub wystąpienie określonych innych zdarzeń może negatywnie wpłynąć na naszą zdolność do spełnienia zobowiązań wynikających z Obligacji i ograniczyć zdolność obligatariuszy do realizacji praw z Obligacji

Z różnych przyczyn Spółka oraz spółki z Grupy mogą zwiększyć swoje zadłużenie poprzez, m.in., zaciągnięcie pożyczek, kredytów lub emisję nowych dłużnych papierów wartościowych. Dodatkowo możemy realizować zmiany w ramach struktury Grupy, rozporządzać naszymi aktywami albo dokonywać określonych transakcji, a w szczególności transakcji wewnątrzgrupowych, oraz dokonywać podziału zysku na rzecz naszych akcjonariuszy. W pewnych okolicznościach opisane powyżej przypadki mogą nie być w najlepszym interesie obligatariuszy i mogą, z jednej strony, negatywnie wpływać na naszą zdolność do spełnienia zobowiązań z Obligacji (oraz naszą ogólną sytuację finansową), a z drugiej strony mogą ograniczyć zdolność obligatariuszy do realizacji uprawnień wynikających z Obligacji.

Na Spółkę mogą zostać nałożone sankcje administracyjne za naruszenie obowiązków wynikających z Ustawy o Ofercie Publicznej i Ustawy o Obrocie

Zgodnie z art. 96 Ustawy o Ofercie Publicznej, jeżeli emitent nie spełnia określonych wymogów prawnych, w tym obowiązków informacyjnych, KNF może wydać decyzję o wykluczeniu, na czas określony lub bezterminowo, jego papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym albo nałożyć, biorąc pod uwagę w szczególności sytuację finansową podmiotu, na który kara jest nakładana, karę pieniężną w wysokości do 1 mln PLN, albo zastosować obie sankcje łącznie. Ponadto zgodnie z art. 176 Ustawy o Obrocie, w przypadku, gdy emitent nie wykonuje albo wykonuje nienależycie obowiązki wymienione w art. 157, 158 lub 160 Ustawy o Obrocie, w tym w szczególności wynikające z przepisów wydanych na podstawie art. 160 ust. 5 Ustawy o Obrocie KNF może: (i) wydać decyzję o wykluczeniu papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym; (ii) nałożyć karę pieniężną do wysokości 1 mln PLN na taką spółkę; lub (iii) wydać decyzję o wykluczeniu, na czas określony lub bezterminowo, papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym, nakładając jednocześnie karę pieniężną określoną w punkcie (ii) powyżej.

Nie można zagwarantować, że w przyszłości KNF nie nałoży takich sankcji na Spółkę.

Harmonogram dopuszczenia Obligacji do obrotu na rynku regulowanym może ulec zmianie lub też mogą wystąpić nieprzewidziane opóźnienia w jego realizacji

Harmonogram dopuszczenia Obligacji do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot zakłada, iż obrót Obligacjami na tym rynku rozpocznie się w pierwszym kwartale 2014 roku. Spółka nie może jednak wykluczyć, że harmonogram dopuszczenia Obligacji do obrotu na rynku regulowanym nie ulegnie zmianie, co może spowodować przesunięcie w czasie dnia, od którego inwestorzy będą mogli obracać Obligacjami na rynku regulowanym prowadzonym przez Bondspot. Informacje o zmianie harmonogramu

dopuszczenia Obligacji do obrotu na rynku regulowanym będą przekazywane zgodnie z art. 52 ust. 2 Ustawy o Ofercie Publicznej w trybie komunikatu aktualizującego, chyba że taka zmiana będzie na tyle istotna, że będzie wymagała przekazania w trybie aneksu do Prospektu.

Utrzymanie ciągłości notowań w procesie zakończenia notowań Obligacji w alternatywnym systemie obrotu i ich wprowadzenia do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot może napotkać szereg trudności. W szczególności z uwagi na czynniki natury regulacyjnej, technicznej lub organizacyjnej Spółka nie może zagwarantować, że w dniu następującym po dniu zakończenia notowań Obligacji w alternatywnym systemie obrotu możliwy będzie obrót Obligacjami na rynku regulowanym. W okresie pomiędzy zakończeniem notowań Obligacji w alternatywnym systemie obrotu a ich wprowadzeniem do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot inwestorzy nie będą mieli możliwości nabywania i zbywania Obligacji w obrocie zorganizowanym, co może mieć istotny negatywny wpływ na płynność oraz wartość Obligacji.

Ryzyko związane z obniżeniem ratingów Spółki lub ratingów Obligacji

Na dzień Prospektu Obligacjom zostały przyznane następujące ratingi kredytowe: agencja ratingowa Fitch Ratings przyznała Programowi Emisji rating międzynarodowy 'BBB' oraz rating krajowy 'A(pol)', a także przewidywalny rating międzynarodowy 'BBB(EXP)' oraz rating krajowy 'A(pol)(EXP)' dla obligacji, których emisja będzie dokonywana w ramach Programu Emisji.

Na dzień Prospektu Spółce zostały przyznane następujące ratingi kredytowe: agencja ratingowa Fitch Ratings nadała Spółce długoterminowy rating międzynarodowy na poziomie „BBB” z perspektywą stabilną oraz długoterminowy rating krajowy na poziomie „A(pol)” z perspektywą stabilną, a agencja ratingowa Moody's Investors Service przyznała Spółce długoterminową ocenę ratingową „Baa1” z perspektywą stabilną.

Oceny ratingowe wydane przez agencje ratingowe mogą zostać w każdym czasie wycofane, zmienione lub zawieszane przez agencje ratingowe. Obniżenie przez agencje ratingowe przyznanych nam ratingów lub ratingów obligacji emitowanych w ramach Programu Emisji może wpłynąć na kurs notowań i płynność Obligacji oraz nasze postrzeganie jako partnera biznesowego. Ponadto każde obniżenie ratingu może podwyższyć koszty finansowania zewnętrznego, ograniczyć dostęp do rynków kapitałowych oraz ujemnie wpłynąć na zdolność do sprzedaży produktów lub zawierania transakcji gospodarczych, zwłaszcza długoterminowych. W konsekwencji mogłoby to negatywnie wpłynąć na naszą sytuację finansową i wyniki działalności, a także na naszą zdolność do obsługi zobowiązań płatniczych z tytułu Obligacji. Nie można przewidzieć wszelkich zdarzeń, które mogłyby wpłynąć na obniżenie naszych ratingów lub emitowanych przez nas obligacji czy też wykluczyć, że zaistnienie przewidywanych przyszłych zdarzeń nie wpłynie negatywnie na nasz ratingi lub rating emitowanych przez nas Obligacji. Dodatkowo, w przypadku obniżenia ratingu przez agencję ratingową w odniesieniu do przyznanego nam uprzednio ratingu do ratingu niższego niż rating inwestycyjny (tj. BB+/Ba1 lub odpowiedniki tych ratingów, lub niższy rating), zobowiązani będziemy do wypłaty marży odsetkowej powiększonej o 100 punktów bazowych, na warunkach określonych w Warunkach Emisji Obligacji, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju, a w konsekwencji na wartość Obligacji oraz na naszą zdolność do dokonywania płatności z Obligacji.

ISTOTNE INFORMACJE

Zastrzeżenia

Potencjalni inwestorzy powinni polegać wyłącznie na informacjach zawartych w niniejszym Prospekcie. Żadna osoba nie została upoważniona do udzielania informacji lub składania oświadczeń innych niż zawarte w niniejszym Prospekcie, a w przypadku udzielenia innych informacji lub złożenia innego oświadczenia, nie należy ich traktować jako informacje lub oświadczenia, na które Spółka wyraziła zgodę. Potencjalnym inwestorom zwraca się uwagę, że inwestycja w Obligacje pociąga za sobą ryzyko finansowe i przed podjęciem decyzji dotyczącej nabycia Obligacji powinni wnikliwie zapoznać się z treścią Prospektu, w szczególności z treścią rozdziału „Czynniki ryzyka”. Treść niniejszego Prospektu nie może być interpretowana jako porada prawna, finansowa ani podatkowa. Każdy potencjalny inwestor powinien zasięgnąć porady własnego doradcy prawnego, finansowego lub podatkowego w celu uzyskania stosownej porady. Należy pamiętać, że cena papierów wartościowych oraz ich dochodowość może ulegać zmianom. Spółka nie składa żadnego zapewnienia co do zgodności z prawem dokonania inwestycji w Obligacje przez jakiegokolwiek inwestora.

Zmiany w Prospekcie

Opublikowanie Prospektu po dniu jego zatwierdzenia przez KNF nie oznacza, że w okresie od dnia Prospektu do dnia jego udostępnienia do publicznej wiadomości sytuacja Grupy nie uległa zmianie ani też, że informacje zawarte w Prospekcie są poprawne w jakiegokolwiek dacie następującej po dniu Prospektu lub w jakimkolwiek terminie określonym w Prospekcie jako dzień, na który dane informacje zostały sporządzone, zależnie od tego, który z tych terminów nastąpił wcześniej.

Aneksy do Prospektu

Zgodnie z Ustawą o Ofercie Publicznej, po zatwierdzeniu Prospektu przez KNF Spółka jest obowiązana przekazywać KNF informacje o istotnych błędach w treści Prospektu oraz znaczących czynnikach, mogących wpłynąć na ocenę papierów wartościowych objętych Prospektem, zaistniałych po zatwierdzeniu Prospektu lub o których Spółka powzięła wiadomość po zatwierdzeniu Prospektu, do dnia dopuszczenia papierów wartościowych objętych Prospektem do obrotu na rynku regulowanym. Przekazanie takich informacji powinno nastąpić w formie aneksu do Prospektu. Przekazanie do KNF aneksu do Prospektu, wraz z wnioskiem o jego zatwierdzenie, powinno nastąpić niezwłocznie po powzięciu wiadomości o błędach w treści Prospektu lub znaczących czynnikach, które uzasadniają przekazanie aneksu do Prospektu, nie później jednak niż w terminie 2 dni roboczych.

Aneksy do Prospektu podlegają zatwierdzeniu przez KNF. KNF może odmówić zatwierdzenia aneksu do Prospektu, w przypadku gdy nie odpowiada on pod względem formy lub treści wymogom określonym w przepisach prawa. Odmawiając zatwierdzenia danego aneksu do Prospektu KNF stosuje środki, o których mowa w art. 16 i 17 Ustawy o Ofercie Publicznej. Środki te mogą polegać, np. na wstrzymaniu rozpoczęcia albo przerwaniu przebiegu oferty publicznej na okres nie dłuższy niż 10 dni roboczych lub zakazaniu rozpoczęcia oferty publicznej albo dalszego jej prowadzenia lub opublikowaniu, na koszt Spółki, informacji o niezgodnym z prawem działaniu w związku z ofertą publiczną.

Po zatwierdzeniu danego aneksu do Prospektu Spółka udostępni niezwłocznie, nie później jednak niż w terminie 24 godzin, aneks do Prospektu do publicznej wiadomości w sposób, w jaki został udostępniony Prospekt.

W przypadku, gdy zgodnie z przepisami Ustawy o Ofercie Publicznej konieczne będzie przygotowanie, zatwierdzenie oraz publikacja aneksów do Prospektu, inwestorzy powinni być świadomi, że niektóre informacje zawarte w Prospekcie mogą, po dniu jego publikacji, ulec zmianie zgodnie z treścią aneksów do Prospektu zatwierdzonych przez KNF i opublikowanych przez Spółkę.

Komunikaty aktualizujące

Informacje powodujące zmianę treści Prospektu lub aneksów do Prospektu, po ich udostępnieniu do publicznej wiadomości, w zakresie dopuszczenia papierów wartościowych objętych Prospektem do obrotu na rynku regulowanym, niemające charakteru informacji skutkujących obowiązkiem sporządzenia, zatwierdzenia oraz publikacji aneksu do Prospektu, Spółka może udostępnić do publicznej wiadomości bez zachowania trybu określonego dla aneksów do Prospektu, w formie komunikatu aktualizującego, w sposób, w jaki został udostępniony Prospekt.

W przypadku, gdy zgodnie z przepisami Ustawy o Ofercie Publicznej konieczna będzie publikacja komunikatów aktualizujących, inwestorzy powinni być świadomi, że niektóre informacje w zakresie dopuszczenia papierów wartościowych objętych Prospektem do obrotu na rynku regulowanym zawarte w Prospekcie mogą, po dniu jego publikacji, ulec zmianie zgodnie z treścią komunikatów aktualizujących.

Dane włączone do Prospektu przez odniesienie

Spółka jest spółką publiczną, której akcje są dopuszczone do obrotu na rynku regulowanym (ryнку podstawowym) prowadzonym przez GPW. Spółka podlega obowiązkowi informacyjnym wynikającym z obowiązujących przepisów prawa oraz regulacji giełdowych. Z tego też względu możliwe jest zamieszczenie w Prospekcie pewnych informacji przez odniesienie, na zasadach wskazanych przez odpowiednie przepisy prawa, w szczególności Rozporządzenie Prospektowe.

Do Prospektu przez odniesienie włączone zostały skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2013 roku sporządzone zgodnie z MSR 34 „Śródroczna Sprawozdawczość finansowa” („**Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe**”), wraz z raportem niezależnego biegłego rewidenta z przeglądu, oraz skonsolidowane sprawozdanie finansowe za lata zakończone 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku sporządzone zgodnie z MSSF („**Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe**”), a razem ze Skróconym Śródrocznym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym, „**Sprawozdania Finansowe**”), wraz z opinią z badania niezależnego biegłego rewidenta.

Treść strony internetowej Spółki, ani treść jakiegokolwiek strony internetowej, o której mowa na stronie internetowej Spółki, nie stanowią części Prospektu.

Sprawozdania Finansowe zostały także zamieszczone w prospekcie emisyjnym Spółki zatwierdzonym przez KNF w dniu 15 listopada 2013 roku oraz opublikowanym m.in. na stronie internetowej Spółki (www.grupaenerga.pl).

Stwierdzenia dotyczące przyszłości

Prospekt zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, które odzwierciedlają obecne przekonania Spółki lub członków jej Zarządu, stosownie do kontekstu, w odniesieniu do strategii, planów lub celów Spółki w zakresie prowadzenia działalności w przyszłości (w tym planów rozwoju dotyczących produktów i usług oraz strategii Grupy).

Stwierdzenia te dotyczą Grupy jak również sektorów i branż, w których Grupa działa. Stwierdzenia, w których użyto słów „spodziewać się”, „zamierzać”, „planować”, „uważać”, „prognozować”, „przewidywać”, „zakładać”, „oczekiwać”, „może”, „kontynuować” oraz inne podobne wyrażenia sformułowane w trybie przypuszczającym lub w czasie przyszłym, a także inne stwierdzenia o podobnym charakterze dotyczące przyszłych zdarzeń, należy traktować jako stwierdzenia dotyczące przyszłości.

Zamieszczone w Prospekcie stwierdzenia dotyczące przyszłości opierają się na wielu założeniach dotyczących obecnych i przyszłych planów działalności Grupy oraz jej otoczenia rynkowego, odnoszą się do kwestii obarczonych ryzykiem i niepewnością oraz innych istotnych czynników będących poza kontrolą Grupy, w związku z tym faktyczne wyniki Grupy, jej perspektywy oraz rozwój mogą się w istotny sposób różnić od przewidywanych wyników.

Wszystkie stwierdzenia dotyczące przyszłości zawarte w Prospekcie odnoszą się do spraw, z którymi wiąże się element ryzyka i niepewności. Oznacza to, że na dzień Prospektu istnieją lub zaistnieją w przyszłości istotne czynniki, które mogą spowodować, że faktyczne zdarzenia, w tym wyniki Grupy lub podmiotów, w których podmioty z Grupy mają udziały lub akcje, będą zasadniczo różnić się od zdarzeń, w tym wyników Grupy lub podmiotów, w których podmioty z Grupy mają udziały lub akcje przewidywanych w tych stwierdzeniach. Powyższe czynniki obejmują między innymi:

- Czynniki ryzyka związane z naszą działalnością, w tym: ryzyko opóźnienia lub odmówienia zatwierdzenia taryf przez Prezesa URE, ryzyko wpływu na wysokość taryf dystrybucyjnych czynników, na które nie mamy wpływu, ryzyko znaczącej zmiany krajowego systemu wsparcia dla wytwarzania energii z OZE, ryzyko zobowiązania do dokonania odpisów aktualizujących, ryzyko rozszerzenia przez Prezesa URE dokumentacji wymaganej w postępowaniach dotyczących wydania tzw. zielonych certyfikatów, ryzyko związane z uzależnieniem naszych wyników finansowych od cen energii elektrycznej i ciepła kształtowanych przez czynniki zewnętrzne, ryzyko związane z niewystarczającym poziomem naszych zdolności wytwórczych, ryzyko niemożności skutecznego zabezpieczenia się przed skutkami zmian cen energii elektrycznej, ryzyko opóźnienia lub braku realizacji naszych projektów inwestycyjnych, ryzyko czasochłonności i kosztowności integracji nowo ukończonych projektów inwestycyjnych z naszą działalnością, ryzyko opóźnienia lub niepowodzenia w przeprowadzaniu modernizacji naszych aktywów, ryzyko niezrealizowania odpowiednich inwestycji w budowę sieci dystrybucyjnej, ryzyko zobowiązania ENERGA-OBRÓT do zakupu energii elektrycznej po cenach wyższych od cen rynkowych, ryzyko braku lub utraty tytułu prawnego ENERGA Wytwarzanie do wykorzystywania niektórych składników infrastruktury elektrowni wodnych, w szczególności EW Włocławek, ryzyko istotnego niekorzystnego wpływu działań PSE, ryzyko istotnego niekorzystnego

wpływu warunków pogodowych, ryzyko istotnego niekorzystnego wpływu sytuacji makroekonomicznej, ryzyko wahań zapotrzebowania na energię elektryczną, ryzyko wzrostu konkurencji, ryzyko uznania naszej działalności za nadużywanie pozycji dominującej, ryzyko wystąpienia awarii, ryzyko zakłócenia lub ograniczenia dostawy paliw, ryzyko nieuzyskania finansowania zewnętrznego, ryzyko istotnego niekorzystnego wpływu kosztu obsługi naszego zadłużenia lub naruszenia naszych zobowiązań wynikających z umów finansowania, ryzyko obniżenia lub wycofania naszej oceny ratingowej, ryzyko walutowe, ryzyko niewystarczających rezerw, ryzyko ograniczenia naszej zdolności do wypłaty dywidendy, ryzyko niemożności zatrzymania obecnej lub pozyskania nowej wykwalifikowanej kadry, ryzyko nieobjęcia przez nasze polisy ubezpieczeniowe wszystkich ryzyk, ryzyko sporów zbiorowych, ryzyko awarii naszych systemów informatycznych, ryzyko niekorzystnych rozstrzygnięć postępowań administracyjnych lub sądowych, ryzyko braku, podważenia lub utraty tytułu prawnego do nieruchomości, ryzyko związane ze skomplikowaniem i niejasnością polskich przepisów podatkowych, ryzyko zakwestionowania rozliczeń pomiędzy spółkami z Grupy, ryzyko zobowiązania do zapłaty podatku z tytułu nieodpłatnych świadczeń, ryzyko wydania prawomocnego wyroku uwzględniającego powództwo o uchylene Uchwały o Uprzywilejowaniu.

- Czynniki ryzyka związane z polskim sektorem energetycznym, w tym: ryzyko związane z podleganiem sektora energetycznego decyzjom organów nadzoru, ryzyko ponownego objęcia regulacją cenową i uwolnienia cen energii elektrycznej odbiorców z grupy taryfowej G, ryzyko zmuszenia nas do poniesienia dodatkowych kosztów lub dalszego zmniejszania swojego wpływu do ENERGA-OPERATOR, ryzyko cofnięcia, nieprzedłużenia lub odmowy udzielenia zezwoleń administracyjnych, ryzyko związane z nieprecyzyjnością przepisów dotyczących obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, ryzyko związane z uznaniowymi decyzjami Skarbu Państwa, ryzyko niedotrzymania obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów paliw, ryzyko zakwestionowania niektórych transakcji z naszym udziałem, ryzyko związane z trudnością interpretacji i zastosowaniu przepisów o zamówieniach publicznych, ryzyko podważania lub uważania za nieskuteczne niektórych zawartych przez nas transakcji w związku z Ustawą o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa lub Ustawą o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych, ryzyko zmiany lub zniesienia krajowego systemu wsparcia kogeneracji, ryzyko związane z nowymi regulacji dotyczącymi emisji CO₂, ryzyko związane z koniecznością spełniania zaostrzonych standardów dotyczących zanieczyszczeń, ryzyko związane z wprowadzeniem opłaty za wykorzystywanie wody w energetyce, ryzyko ponoszenia znaczących kosztów związanych z dostosowaniem się do przepisów w zakresie ochrony środowiska, ryzyko licznych ograniczeń, znaczącego zwiększenia się kosztów realizacji nowych projektów oraz wytwarzania energii elektrycznej oraz zmuszenia nas do wycofania się z eksploatacji istniejących aktywów w związku z regulacjami dotyczącymi ochrony środowiska, ryzyko częstych zmian polskich przepisów dotyczących naszego sektora, ryzyko niesprzyjających zmian otoczenia politycznego.
- Czynniki ryzyka związane z Dopuszczeniem do Obrotu oraz Obligacjami, w tym ryzyko podejmowania przez Skarb Państwa działań niezgodnych z interesami posiadaczy Obligacji oraz pozostałych akcjonariuszy Spółki, ryzyko wstrzymania ubiegania się lub zakazu ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenia Obligacji do obrotu na rynku regulowanym przez KNF, ryzyko wykluczenia Obligacji z obrotu na BondSpot jeżeli nie spełnimy wymagań określonych w Regulaminie BondSpot lub Ustawie o Ofercie Publicznej, ryzyko zawieszenia obrotu Obligacjami na BondSpot, ryzyko znacznych wahań płynności i kursu notowań Obligacji, ryzyko obniżenia wartości Obligacji w portfelach inwestorów zagranicznych na skutek zmienności kursów walutowych, ryzyko zmiany stóp procentowych, ryzyko wpływu naszego dalszego zadłużenia lub wystąpienia określonych innych zdarzeń, które może negatywnie wpłynąć na naszą zdolność do spełnienia zobowiązań wynikających z Obligacji i ograniczyć zdolność obligatariuszy do realizacji praw z Obligacji, ryzyko nałożenia na Spółkę sankcji administracyjnych za naruszenie obowiązków wynikających z Ustawy o Ofercie Publicznej i Ustawy o Obrocie, ryzyko zmiany harmonogramu dopuszczenia Obligacji do obrotu na rynku regulowanym lub też ryzyko wystąpienia nieprzewidzianych opóźnień w jego realizacji, ryzyko związane z obniżeniem naszych ratingów lub ratingów Obligacji.

Lista powyżej wskazanych czynników nie jest wyczerpująca. Potencjalni inwestorzy, opierając się na stwierdzeniach dotyczących przyszłości powinni uwzględnić wyżej wymienione czynniki oraz inne zdarzenia przyszłe oraz niepewne, w szczególności w odniesieniu do otoczenia ekonomicznego, konkurencyjnego i regulacyjnego Grupy.

Wszelkie stwierdzenia dotyczące przyszłości zawarte w Prospekcie odzwierciedlają obecne przekonania Spółki odnośnie do przyszłych wydarzeń i podlegają określonemu powyżej oraz innym czynnikom ryzyka, elementom niepewności i założeniom dotyczącym działalności Grupy, jej wyników, strategii i płynności.

Spółka nie daje żadnych gwarancji oraz nie zapewnia, że czynniki opisane w stwierdzeniach dotyczących przyszłości faktycznie wystąpią, a jedynie wskazują, że są one jedną z możliwych opcji, która nie powinna być uważana za opcję najbardziej typową lub prawdopodobną.

Żadne z informacji dotyczących przyszłości zamieszczonych wprost w treści Prospektu oraz tych, które mogą pośrednio wynikać z zamieszczonych w nim informacji, nie stanowią prognoz wyników ani szacunkowych wyników w rozumieniu Rozporządzenia Prospektowego.

Prezentacja informacji finansowych i innych danych

Sprawozdania Finansowe zostały włączone do niniejszego Prospektu przez odniesienie (zobacz „—Dokumenty włączone do Prospektu przez odniesienie” powyżej oraz rozdział „Informacje finansowe”).

O ile w Prospekcie nie wskazano inaczej, dane finansowe Grupy za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2013 roku pochodzą ze Skróconego Śródrocznego Sprawozdania Finansowego lub zostały obliczone na jego podstawie, a dane finansowe Grupy za lata zakończone 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku pochodzą ze Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego lub zostały obliczone na jego podstawie. Niektóre dane finansowe i operacyjne znajdujące się w Prospekcie zostały zaczerpnięte z, opracowane lub obliczone na podstawie innych źródeł niż Sprawozdania Finansowe, w szczególności na podstawie dokumentów oraz załączników do nich opracowanych na potrzeby sprawozdawczości zarządczej w ramach Grupy do użytku wewnętrznego. Dane te nie podlegały badaniu ani przeglądowi przez niezależnego biegłego rewidenta. W takim przypadku wskazano Spółkę jako źródło takich informacji.

Zastosowane w odniesieniu do prezentowanych w Prospekcie danych finansowych Grupy za lata zakończone 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku określenia „zbadane” oznacza wyłącznie fakt, iż dane te zostały zaczerpnięte bezpośrednio ze Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego, natomiast zastosowanie określenia „niezbadane” w odniesieniu do danych finansowych prezentowanych w Prospekcie oznacza, iż dane te nie zostały zaczerpnięte bezpośrednio ze Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Przygotowanie informacji finansowych zgodnie z MSSF wymaga dokonania ocen i szacunków oraz przyjęcia założeń, które mogą mieć wpływ na wartości wskazane w Sprawozdaniach Finansowych i stanowiących jego część dodatkowych notach objaśniających. Rzeczywiste wartości mogą różnić się od wartości wskazanych w Sprawozdaniach Finansowych oraz stanowiących ich część dodatkowych notach objaśniających do Sprawozdań Finansowych.

Sprawozdania Finansowe są przedstawiane w polskich złotych („PLN”), prawnym środku płatniczym RP. O ile nie wskazano inaczej, wszystkie liczby zawarte w Prospekcie są wyrażone w PLN oraz podane nominalnie, bez korekty o inflację. Spółka nie sporządza sprawozdań finansowych w dolarach amerykańskich ani w euro.

Niektóre informacje dotyczące kursu wymiany dolara amerykańskiego, euro i funta szterlinga wobec polskiego złotego zostały przedstawione w punkcie „—Kursy wymiany walut”.

W Prospekcie, o ile nie zaznaczono inaczej i o ile z kontekstu nie wynika inaczej, wszystkie odwołania do „dolara” lub „USD” dotyczą prawnie obowiązującej waluty Stanów Zjednoczonych Ameryki, wszystkie odwołania do „euro” lub „EUR” dotyczą prawnie obowiązującej waluty Państw Członkowskich uczestniczących w trzecim etapie Unii Gospodarczej i Walutowej Traktatu Ustanawiającego Wspólnotę Europejską (zgodnie z jego późniejszymi zmianami), wszystkie odwołania do „funta szterlinga” lub „GBP” dotyczą prawnie obowiązującej waluty Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej, a wszystkie odwołania do „złotego”, „zł” lub „PLN” dotyczą prawnie obowiązującej waluty RP.

Niektóre dane arytmetyczne zawarte w Prospekcie, w tym dane finansowe i operacyjne, zostały zaokrąglone, w tym w szczególności niektóre dane finansowe, zostały zaokrąglone i przedstawione w tysiącach, milionach lub miliardach złotych, a nie w złotych, tak jak w Sprawozdaniach Finansowych. Z tego powodu w niektórych z przedstawionych w Prospekcie tabel i innych zestawień suma kwot w danej kolumnie lub wierszu może różnić się nieznacznie od wartości łącznej podanej dla danej kolumny lub wiersza. Niektóre wartości procentowe w tabelach zamieszczonych w Prospekcie również zostały zaokrąglone i sumy w tych tabelach mogą nie odpowiadać 100%. Zmiany procentowe pomiędzy porównywanymi okresami zostały obliczone na bazie kwot zaokrąglonych, a nie pierwotnych.

Kursy wymiany walut

W poniższych tabelach przedstawiono ogłoszone przez NBP, we wskazanych okresach, kursy średnie, najwyższe oraz najniższe, a także kursy na koniec okresu dla transakcji walutowych, pomiędzy wskazanymi

walutami a PLN. Kursy wymiany walut stosowane przy sporządzaniu Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego, jak również przy opracowywaniu innych danych zamieszczonych w Prospekcie, mogły różnić się od kursów przedstawionych w poniższych tabelach. Spółka nie może zapewnić, że w wyniku zawartych transakcji waluta obca była przeliczana na PLN po wskazanych poniżej kursach albo, że mogła być wymieniana w wyniku przeprowadzenia transakcji wymiany walut.

Kurs wymiany EUR/PLN

	Kurs EUR/PLN			
	Kurs średnioważony	Kurs najwyższy	Kurs najniższy	Na koniec okresu
2010.....	3,9946	4,1770	3,8356	3,9603
2011.....	4,1198	4,5642	3,8403	4,4168
2012.....	4,1850	4,5135	4,0465	4,0882
1 stycznia – 30 września 2012.....	4,2093	4,5135	4,0465	4,1138
1 stycznia – 30 września 2013.....	4,2017	4,3432	4,0671	4,2163

Źródło: NBP.

W dniu 29 listopada 2013 roku średni kurs wymiany EUR do PLN ogłoszony przez NBP wynosił 4,1998.

Kurs wymiany USD/PLN

	Kurs USD/PLN			
	Kurs średnioważony	Kurs najwyższy	Kurs najniższy	Na koniec okresu
2010.....	3,0157	3,4916	2,7449	2,9641
2011.....	2,9634	3,5066	2,6458	3,4174
2012.....	3,2570	3,5777	3,0690	3,0996
1 stycznia – 30 września 2012.....	3,2860	3,5777	3,0730	3,1780
1 stycznia – 30 września 2013.....	3,1905	3,3724	3,0563	3,1227

Źródło: NBP.

W dniu 29 listopada 2013 roku średni kurs wymiany USD do PLN ogłoszony przez NBP wynosił 3,0846.

Kurs wymiany GBP/PLN

	Kurs GBP/PLN			
	Kurs średnioważony	Kurs najwyższy	Kurs najniższy	Na koniec okresu
2010.....	4,6575	5,1352	4,2503	4,5938
2011.....	4,7460	5,4284	4,3605	5,2691
2012.....	5,1597	5,4858	4,8973	5,0119
1 stycznia – 30 września 2012.....	5,1821	5,4858	4,8973	5,1571
1 stycznia – 30 września 2013.....	4,9326	5,1081	4,7364	5,0452

Źródło: NBP.

W dniu 29 listopada 2013 roku średni kurs wymiany GBP do PLN ogłoszony przez NBP wynosił 5,0348.

Informacje finansowe nieoparte na GAAP (Ogólnie Przyjętych Zasadach Rachunkowości, Generally Accepted Accounting Principles)

Definiujemy EBITDA jako zysk/(stratę) z działalności operacyjnej (obliczony jako zysk/(strata) netto z działalności kontynuowanej za okres/rok obrotowy skorygowany o (i) podatek dochodowy; (ii) udział w zysku jednostki stowarzyszonej; (iii) przychody finansowe; oraz (iv) koszty finansowe) skorygowany o amortyzację (wykazaną w rachunku zysków i strat). EBITDA jest uzupełniającym miernikiem dostarczającym dodatkowych informacji na potrzeby pomiaru naszych wyników operacyjnych, nie jest ona jednak zdefiniowana przez MSSF i nie należy jej traktować jako alternatywy dla przewidzianych w MSSF kategorii: zysku/(straty), jako miary wyniku operacyjnego, przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej, jako miary płynności lub innych miar i kategorii zgodnych z MSSF. Ponadto, EBITDA nie ma jednolitej definicji. Sposób jej obliczania przez inne

spółki może się istotnie różnić od przyjętej przez nas metody kalkulacji. W efekcie, EBITDA przedstawiona w Prospekcie, jako taka, nie stanowi podstawy dla porównania z EBITDA wykazywanymi przez inne spółki. W związku z tym, nie należy stosować EBITDA do analizy wyników naszej działalności w porównaniu z innymi spółkami w oderwaniu od, lub zamiast, miar zgodnych z MSSF oraz informacji zawartych w Sprawozdaniach Finansowych. EBITDA nie powinna być również wykorzystywana jako miernik naszych historycznych wyników lub sytuacji finansowej oraz jako wskaźnik naszej historycznej lub przyszłej rentowności lub płynności.

Uzgodnienie zysku/(straty) netto z działalności kontynuowanej za okres / rok obrotowy i EBITDA

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
	<i>(mln PLN)</i>				
Zysk/(strata) netto z działalności kontynuowanej za okres / rok obrotowy.....	603,4	515,0	459,8	702,6	624,6
Podatek dochodowy.....	212,0	162,5	166,5	196,6	171,0
Udział w zysku jednostki stowarzyszonej.....	0,5	0,2	(0,2)	(1,1)	(0,7)
Koszty finansowe.....	246,8	186,0	359,1	172,7	103,7
Przychody finansowe.....	(129,6)	(65,0)	(79,2)	(207,9)	(82,5)
Zysk/(strata) z działalności operacyjnej*	933,1	798,6	906,0	862,9	816,2
Amortyzacja (wykazana w rachunku zysków i strat)	568,2	533,8	723,2	656,8	591,4
EBITDA	1.501,4	1.332,4	1.629,2	1.519,7	1.407,6

*Źródło: Sprawozdania Finansowe; *Spółka (dane niezbadane).*

Informacje rynkowe, gospodarcze i branżowe

Dane finansowe podane przez źródła zewnętrzne mogą być publikowane w oparciu o dane według konwencji innej niż MSSF.

Informacje zamieszczone w Prospekcie pochodzą od Spółki lub zostały zaczerpnięte z innych źródeł wskazanych w Prospekcie. Informacje rynkowe, gospodarcze i branżowe zawarte w Prospekcie zostały zaczerpnięte z wielu źródeł branżowych oraz źródeł niezależnych od Spółki. Nie można zagwarantować poprawności i kompletności tych informacji. Dane przedstawione w rozdziale „Otoczenie rynkowe” zostały zaczerpnięte z powszechnie dostępnych źródeł, w tym komunikatów prasowych, informacji publikowanych na mocy obowiązujących przepisów prawa, badań branżowych, a także od firm doradczych, w szczególności: (i) opracowań Agencji Rynku Energii S.A. („ARE”) (w tym, w szczególności, raportów „Sytuacja w Elektroenergetyce, IV kwartał 2012 oraz II kwartał 2013”, „Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2010, 2011, 2012”, „Handel Hurtowy Energią Elektryczną – Kierunki zakupu/sprzedaży”, „Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego, IV kwartały 2010, 2011, 2012 oraz II kwartał 2013”, „Sytuacja ekonomiczno-finansowa sektora elektroenergetycznego I kwartał 2013”, „Funkcjonowanie przedsiębiorstw na polskim i europejskim rynku energii elektrycznej”, „Obraz polskiego rynku energii elektrycznej w latach 2007-2011”, „Ocena statystyczna stanu elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych lata 2009-2011”, „Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych i indywidualnych”); (ii) opracowań PSE.; (iii) opracowań Ministerstwa Gospodarki (w tym „Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku”, wrzesień 2010 przyjętej przez Radę Ministrów uchwałą nr 157/2010 w dniu 29 września 2010 roku wraz z załącznikami, w tym w szczególności załącznikiem nr 2 pt. „Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku” a także dokumentem wykonanym na zamówienie Ministerstwa Gospodarki we wrześniu 2011 roku stanowiącym „Aktualizację Prognozy zaopatrzenia na paliwa i energię do roku 2030” (razem „**Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku**”), „Informacji Rządu o aktualnej sytuacji i perspektywach polskiej energetyki”, grudzień 2010, „Polska 2011 – Raport o stanie gospodarki”, Warszawa 2011); (iv) opracowań Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) (w tym „Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2010 roku” („**Sprawozdanie URE z 2010 roku**”), „Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2011 roku” („**Sprawozdanie URE z 2011 roku**”), „Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2012 roku” („**Sprawozdanie URE z 2012 roku**”) „Energetyki Ciepłej w Liczbach 2010”, „Energetyki Ciepłej w Liczbach 2011”, „Energetyki ciepłej w liczbach 2012”, „Bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej do 2030 roku” oraz wydanych przez ten organ decyzji taryfowych; (v) opracowań i danych Głównego Urzędu Statystycznego („GUS”) (w tym w szczególności „Małego Rocznika Statystycznego 2011”, „Małego Rocznika Statystycznego 2012”, „Małego Rocznika Statystycznego 2013”, „Rocznika Statystycznego 2011”, „Rocznika Statystycznego 2010”, „Rocznika Statystycznego 2009”, „Rocznika Statystycznego 2008”, „Rocznika Statystycznego 2007”, „Informacji GUS w sprawie szacunku wstępnego wartości produktu krajowego brutto w 2012”, „Informacja o sytuacji społeczno-gospodarczej kraju rok 2012”, „Wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych”); (vi) opracowań i danych

statystycznych Eurostat (w tym, w szczególności, „Eurostat Pocketbooks – Energy, transport and environment indicators – 2011 edition”, „Eurostat Pocketbooks – Energy, transport and environment indicators – 2010 edition”); (vii) opracowań Niemieckiej Agencji ds. Surowców Naturalnych (Deutsche Rohstoffagentur); (viii) strony internetowej oraz opracowań Państwowego Instytutu Geologicznego; oraz (ix) innych dokumentów dostępnych publicznie, takich jak np. publikacje prasowe, sprawozdania roczne czy strony internetowe (w tym: Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A., PSE, ENTSO-E oraz Towarowej Giełdy Energii S.A.), raportów rocznych oraz prezentacji dla inwestorów przedsiębiorstw energetycznych.

Informacje zamieszczone w Prospekcie, których źródło nie zostało wyraźnie wskazane, pochodzą od Spółki. Każdorazowo, w przypadku wykorzystania w Prospekcie informacji pochodzących od osób trzecich, informacja o źródle pochodzenia takich informacji została zamieszczona w treści Prospektu.

Przedstawione dane makroekonomiczne i statystyczne zawarte w Prospekcie są danymi wybranymi selektywnie i obejmują dane szacunkowe pochodzące z publicznie dostępnych źródeł informacji, które Spółka uznaje za wiarygodne. Powyższe dane oraz dane źródłowe, na których one bazują, mogły zostać zebrane i opracowane według różnego rodzaju metodologii i statystyki, w szczególności w poszczególnych krajach. Nie można również zapewnić, iż według rodzaju statystyki stosowanej w innym kraju lub w przypadku zastosowania odmiennych metod zbierania danych, ich analizy i przetwarzania, uzyskano by takie same wyniki.

Spółka potwierdza, że powyższe informacje zostały dokładnie powtórzone i w stopniu, w jakim jest tego świadoma oraz w jakim może to ocenić na podstawie informacji opublikowanych przez osobę trzecią, nie zostały pominięte żadne fakty, które sprawiłyby, że powtórzone informacje byłyby niedokładne lub wprowadzałyby w błąd.

Jednakże, opracowując, wyszukując i przetwarzając dane makroekonomiczne, rynkowe, branżowe lub inne dane zaczerpnięte ze źródeł zewnętrznych, takich jak publikacji rządowe, publikacje osób trzecich, branżowe lub ogólne, Spółka nie weryfikowała ich przez niezależne źródła. Nie przeprowadziła również analiz adekwatności metodologii wykorzystanej przez te osoby trzecie na potrzeby opracowania takich danych lub dokonania szacunków i prognoz.

Wskazane wyżej źródła informacji rynkowych, gospodarczych i branżowych stanowią m.in. podstawę założeń wszelkich zamieszczonych w Prospekcie oświadczeń Spółki dotyczących jej pozycji konkurencyjnej.

Spółka nie jest w stanie zapewnić, że informacje rynkowe, branżowe lub inne dane zaczerpnięte ze źródeł zewnętrznych są dokładne albo w przypadku danych prognozowanych, że dane te zostały sporządzone na podstawie poprawnych danych i założeń, ani że prognozy okażą się trafne. Spółka, o ile stosowne obowiązki nie wynikają z przepisów prawa, nie zamierza uaktualniać danych dotyczących branży lub rynku przedstawionych w Prospekcie.

Odniesienia do terminów zdefiniowanych

Definicje niektórych terminów użytych w Prospekcie, w tym terminów pisanych wielką literą (które mogą również być zdefiniowane w treści Prospektu) oraz niektórych terminów technicznych i innych terminów, znajdują się w rozdziale „Skróty i definicje”.

O ile nie wskazano inaczej, oświadczenia wyrażające przekonania, oczekiwania, szacunki i opinie Spółki odnoszą się do przekonań, oczekiwań, szacunków i opinii Zarządu.

WYBRANE HISTORYCZNE SKONSOLIDOWANE INFORMACJE FINANSOWE I OPERACYJNE

Poniższe tabele przedstawiają wybrane historyczne informacje finansowe zaczerpnięte ze Sprawozdań Finansowych. Jeżeli nie wskazano inaczej, poniższe wybrane informacje finansowe przedstawione w polskich złotych pochodzą z i powinny być analizowane łącznie ze Sprawozdaniami Finansowymi.

Wybrane informacje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat oraz wybrane informacje ze skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych za okresy 9 miesięcy zakończone 30 września 2013 i 2012 roku oraz za lata zakończone 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
Wybrane informacje ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat	<i>(mln PLN)</i>				
Przychody ze sprzedaży bez wyłączenia akcyzy	8.753,7	8.486,9	11.506,4	10.685,7	9.782,2
Podatek akcyzowy	(216,2)	(245,7)	(329,6)	(317,7)	(314,5)
Przychody ze sprzedaży	8.537,5	8.241,2	11.176,8	10.368,0	9.467,8
Koszt własny sprzedaży	7.062,1	6.936,9	9.532,1	8.759,1	8.055,3
Zysk brutto ze sprzedaży	1.475,4	1.304,3	1.644,7	1.609,0	1.412,5
Pozostałe przychody operacyjne	97,7	81,9	134,9	154,5	69,2
Koszty sprzedaży	213,5	206,6	247,5	187,9	109,2
Koszty ogólnego zarządu	280,0	277,5	375,3	414,3	329,8
Pozostałe koszty operacyjne	146,5	103,5	250,8	298,3	226,5
Przychody finansowe	129,6	65,0	79,2	207,9	82,5
Koszty finansowe	246,8	186,0	359,1	172,7	103,7
Udział w zysku (stracie) jednostki stowarzyszonej	(0,5)	(0,2)	0,2	1,1	0,7
Zysk/ brutto	815,5	677,5	626,3	899,2	795,6
Podatek dochodowy	212,0	162,5	166,5	196,6	171,0
Zysk netto z działalności kontynuowanej	603,4	515,0	459,8	702,6	624,6
Strata netto z działalności zaniechanej	(5,8)	-	(18,3)	-	(0,4)
Zysk netto ze zbycia aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży	-	15,2	14,9	-	-
Zysk/ netto za okres	597,6	530,2	456,4	702,6	624,2
Przypadający na:					
Właścicieli jednostki dominującej	610,8	529,6	457,0	663,9	604,3
Udziały niekontrolujące	(13,2)	0,6	(0,6)	38,7	19,9
Wybrane informacje ze skonsolidowanego sprawozdania z przepływów pieniężnych					
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1.489,6	852,3	1.334,7	1.481,9	1.179,2
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2.297,7)	(1.248,0)	(1.803,1)	(2.003,7)	(1.003,3)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	1.120,5	(64,6)	742,3	616,5	620,6

Źródło: Sprawozdania Finansowe.

Wybrane informacje ze skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych dochodów za okresy 9 miesięcy zakończone 30 września 2013 i 2012 roku oraz za lata zakończone 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2013	2012
	<i>(mln PLN)</i>	
Wynik netto	597,6	530,2
<i>Składniki, które nigdy nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty</i>	31,3	(44,2)
Zyski i straty aktuarialne z tytułu programów określonych świadczeń	38,6	(54,6)
Podatek dochodowy od innych całkowitych dochodów, które nigdy nie zostaną przeklasyfikowane na zyski lub straty	(7,3)	10,4
<i>Składniki, które w przyszłości mogą zostać przeklasyfikowane na zyski lub straty</i>	27,6	(0,2)
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych.....	(0,7)	(0,2)
Zabezpieczenie przepływów pieniężnych	34,9	-
Podatek dochodowy od innych całkowitych dochodów, które w przyszłości mogą zostać przeklasyfikowane na zyski lub straty	(6,6)	-
Inne całkowite dochody netto	58,8	(44,5)
Całkowite dochody razem	656,5	485,7
Przypadające na:		
Właścicieli jednostki dominującej	669,5	485,7
Udziały niekontrolujące	(13,1)	0,0

Źródło: Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe.

	Rok zakończony 31 grudnia		
	2012	2011	2010
	<i>(mln PLN)</i>		
Wynik netto	456,4	702,6	624,2
Zwrot CIT z Planu Podziału	-	92,3	-
Zyski i straty aktuarialne z tytułu programów określonych świadczeń	37,5	(48,1)	4,1
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych....	(0,2)	0,3	0,0
Podatek dochodowy dotyczący programów określonych świadczeń.....	(7,1)	9,1	(0,8)
Inne całkowite dochody netto	30,1	53,5	3,3
Całkowite dochody razem	486,5	756,1	627,6
Przypadające na:			
Właścicieli jednostki dominującej	487,2	717,5	607,6
Udziały niekontrolujące	(0,6)	38,7	20,0

Źródło: Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe.

Informacje ze skonsolidowanego sprawozdania z sytuacji finansowej na dzień 30 września 2013 roku oraz na dzień 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku

	Na dzień 30 września 2013	Na dzień 31 grudnia		
		2012	2011	2010
<i>(mln PLN)</i>				
AKTYWA				
Rzeczowe aktywa trwale	11.356,1	10.000,9	9.150,7	8.451,1
Nieruchomości inwestycyjne	15,3	17,1	24,6	19,0
Wartości niematerialne	376,4	378,6	312,5	269,4
Wartość firmy	145,0	28,6	17,6	17,2
Udziały i akcje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	2,0	2,6	2,8	41,6
Udziały i akcje pozostałe	1,3	1,0	1,6	32,5
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	225,5	209,9	171,4	116,0
Pochodne instrumenty finansowe	50,4	-	-	-
Pozostałe aktywa długoterminowe	55,7	58,8	32,4	18,3
Aktywa trwale	12.227,8	10.697,4	9.713,4	8.965,1
Zapasy	291,6	376,9	395,9	313,0
Należności z tytułu podatku dochodowego	40,4	37,5	15,5	62,9
Należności z tytułu dostaw i usług	1.274,7	1.520,7 [*]	1.515,7 [*]	1.440,8 [*]
Lokaty i depozyty	20,4	26,8	-	0,1
Pozostałe aktywa finansowe	20,3	18,7 ^{**}	52,2 ^{**}	16,8 ^{**}
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2.306,8	2.069,1	1.777,3	1.683,6
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	235,8	155,5	210,7	157,6
Aktywa obrotowe	4.189,9	4.205,2	3.967,3	3.674,8
Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	142,8	10,2	4,5	0,2
SUMA AKTYWÓW	16.560,5	14.912,8	13.685,3	12.640,1

* W Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym kwota ta prezentowana była jako składnik pozycji „Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności finansowe”.

** Kwota ta uwzględnia wartość udziałów i akcji prezentowaną w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym w osobnej pozycji „Udziały i akcje” oraz wartość pozostałych należności finansowych prezentowaną w Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym wraz z należnościami z tytułu dostaw i usług w ramach pozycji „Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności finansowe”.

Źródło: Sprawozdania Finansowe.

	Na dzień 30 września 2013	Na dzień 31 grudnia		
		2012	2011	2010
<i>(mln PLN)</i>				
PASYWA				
Kapitał własny przypadający właścicielom jednostki dominującej				
Kapitał podstawowy	4.521,6	4.968,8	4.968,8	4.968,8
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej .	(0,7)	0,0	0,3	0,0
Kapitał rezerwowy	447,2	-	-	-
Kapitał zapasowy	521,5	471,2	362,5	163,6
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów zabezpieczających	28,3	-	-	-
Zyski zatrzymane	2.321,1	2.231,1	2.494,2	1.893,7
Udziały niekontrolujące	26,6	47,3	59,7	887,5
Kapitał własny ogółem	7.865,6	7.718,5	7.885,5	7.913,6
Kredyty i pożyczki	1.812,3	2.026,1	1.904,2	1.033,6
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	3.155,1	1.079,2	-	-
Rezerwy długoterminowe	652,8	710,8	667,3	599,6
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego ..	516,8	519,7	525,6	553,5
Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe długoterminowe	462,7	456,0	465,9	442,9
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	2,7	7,3	3,6	1,6
Pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe	2,6	1,7*	1,6*	0,3*
Pozostałe zobowiązania długoterminowe	10,1	0,6	3,5	0,1
Zobowiązania długoterminowe	6.615,1	4.801,5	3.571,7	2.631,7
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	718,0	709,8**	704,1**	736,8**
Pozostałe zobowiązania finansowe	67,3	170,5**	189,4**	233,6**
Bieżąca część kredytów i pożyczek	283,4	389,6	45,0	42,8
Zobowiązania z tytułu emisji dłużnych papierów wartościowych	50,9	-	-	-
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	19,4	34,7	116,7	74,3
Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacji rządowych	30,2	28,9	28,1	21,0
Rozliczenia międzyokresowe bierne kosztów	87,4	117,8	122,8	85,8
Rezerwy	376,1	555,3	511,3	354,0
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	379,8	386,2	510,7	546,5
Zobowiązania krótkoterminowe	2.012,5	2.392,8	2.228,1	2.094,8
Zobowiązanie bezpośrednio związane z aktywami trwałymi zaklasyfikowanymi jako przeznaczone do sprzedaży	67,4	-	-	0,0
Zobowiązania razem	8.695,0	7.194,3	5.799,8	4.726,5
SUMA PASYWÓW	16.560,5	14.912,8	13.685,3	12.640,1

* W Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym kwota ta prezentowana była jako pozycja „Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe finansowe zobowiązania długoterminowe”.

**W Skonsolidowanym Sprawozdaniu Finansowym kwoty te prezentowane były jako składniki pozycji „Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe”.

Źródło: Sprawozdania Finansowe.

Wybrane informacje operacyjne oraz EBITDA

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2013	Rok zakończony 31 grudnia		
		2012	2011	2010
Dystrybucja energii elektrycznej do odbiorców końcowych (GWh).....	15.165,4	20.058,0	19.610,7	19.310,9
Sprzedaż energii elektrycznej (GWh)	21.386,5	25.916,2	24.025,0	20.792,2
Odbiorcy energii elektrycznej w grupach taryfowych ENERGA-OBRÓT (tys.).....	2.908,0	2.894,2	2.887,4	2.877,6
Moc osiągalna (energia elektryczna) (stan na koniec okresu) (MWe).....	1.246,4	1.132,9	1.129,7	1.129,2
Moc osiągalna (ciepło) (stan na koniec okresu) (MWt).....	747,2	747,2	771,2	771,2
Produkcja energii elektrycznej netto (GWh).....	3.474,9	3.729,7	4.322,9	4.208,3
Produkcja energii elektrycznej brutto (GWh)	3.755,9	4.071,8	4.682,3	4.556,3
Produkcja ciepła brutto (GJ).....	2.756.617,1	4.099.633,4	3.898.995,0	6.142.456,0
Produkcja ciepła netto (GJ)	2.605.327,7	3.877.663,4	3.686.224,0	5.906.292,2
Sieci dystrybucyjne (stan na koniec okresu) (tys. km).....	193,1 ⁽¹⁾	192,0	189,3	188,0
EBITDA ⁽²⁾ (mln PLN)	1.501,4*	1.629,2**	1.519,7**	1.407,6**

⁽¹⁾ Stan na dzień 30 czerwca 2013 roku.

⁽²⁾ Spółka definiuje i oblicza EBITDA jako zysk/(stratę) z działalności operacyjnej (obliczony jako zysk/(strata) netto z działalności kontynuowanej za okres/rok obrotowy skorygowany o (i) podatek dochodowy, (ii) udział w zysku jednostki stowarzyszonej, (iii) przychody finansowe, oraz (iv) koszty finansowe skorygowany o amortyzację (wykazaną w rachunku zysków i strat). EBITDA nie jest zdefiniowana przez MSSF i nie należy jej traktować jako alternatywy dla miar i kategorii zgodnych z MSSF. Ponadto EBITDA nie ma jednolitej definicji. Sposób obliczania EBITDA przez inne spółki może się istotnie różnić od sposobu, w jaki oblicza ją Spółka. W efekcie EBITDA przedstawiona w niniejszym rozdziale, jako taka, nie stanowi podstawy dla porównania z EBITDA wykazywaną przez inne spółki. Zobacz punkt „Istotne informacje—Informacje finansowe i dane operacyjne—Informacje finansowe nieoparte na GAAP (Ogólnie Przyjętych Zasadach Rachunkowości (Generally Accepted Accounting Principles))”.

Źródło: Spółka (dane niezbadane); *Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe; **Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe.

OTOCZENIE RYNKOWE

Otoczenie makroekonomiczne

Polska gospodarka jest największą gospodarką Europy Środkowo-Wschodniej pod względem wartości PKB. Według danych Eurostatu, łączny PKB wszystkich Krajów Europy Środkowo-Wschodniej w 2012 roku wyniósł 1,201 mld EUR, z czego udział Polski w tej kwocie stanowił ponad 31%. Zgodnie z danymi Eurostatu, Polska jest także jedynym krajem Unii Europejskiej, którego realny PKB rósł, w każdym roku, począwszy od 2005 roku. Realny PKB Polski wzrósł w 2008 roku o 5,1% w porównaniu ze średnim wzrostem w całej UE, który wyniósł 0,4%. W 2009 roku, realny PKB Polski wzrósł o 1,6% w porównaniu ze średnim spadkiem w całej UE, który wyniósł 4,5%. Realny PKB Polski w kolejnym roku wzrósł o 3,9%, podczas gdy średni wzrost PKB w całej UE wyniósł jedynie 2,0%. Według Eurostatu w roku 2011, realny PKB Polski wzrósł o 4,5% w porównaniu ze średnim wzrostem w całej UE, który wyniósł 1,7%. Natomiast, Realny PKB Polski w 2012 roku wykazał wzrost o 1,9% w porównaniu ze średnim spadkiem w całej UE, który wyniósł 0,4 %. W roku 2012 Polska znajdowała się na 6 miejscu pod względem dynamiki wzrostu rok do roku w porównaniu z innymi krajami UE. Tabela poniżej zawiera bardziej szczegółowe dane dotyczące wzrostu polskiego PKB.

Dynamika realnego PKB w latach 2009-2012 (rok poprzedni = 100) wg Eurostatu.

Kraj	2012	2011	2010	2009	Kraj	2012	2011	2010	2009
UE (27 krajów członkowskich)	(0,4)	1,7	2,0	(4,5)	Grecja	(6,4)	(7,1)	(4,9)	(3,1)
Niemcy	0,7	3,3	4,0	(5,1)	Portugalia	(3,2)	(1,6)	1,9	(2,9)
Francja	0,0	2,0	1,7	(3,1)	Bułgaria	0,8	1,8	0,4	(5,5)
Wielka Brytania	0,1	1,1	1,7	(5,2)	Węgry	(1,7)	1,6	1,3	(6,8)
Włochy	(2,5)	0,4	1,7	(5,5)	Dania	(0,4)	1,1	1,6	(5,7)
Hiszpania	(1,6)	0,1	(0,2)	(3,8)	Słowacja	1,8	3,2	4,4	(4,9)
Polska	1,9	4,5	3,9	1,6	Irlandia	0,2	1,4	(0,8)	(5,5)
Szwecja	1,0	3,7	6,6	(5,0)	Słowenia	(2,5)	0,7	1,3	(7,9)
Holandia	(1,2)	0,9	1,5	(3,7)	Estonia	3,9	8,3	3,3	(14,1)
Belgia	(0,1)	1,8	2,4	(2,8)	Łotwa	5,0	5,5	(0,9)	(17,7)
Czechy	(1,0)	1,8	2,5	(4,5)	Litwa	3,7	5,9	1,5	(14,8)
Finlandia	(0,8)	2,7	3,4	(8,5)	Cypr	(2,4)	0,5	1,3	(1,9)
Austria	0,9	2,8	1,8	(3,8)	Luksemburg	0,2	1,7	2,9	(4,1)
Rumunia	0,7	2,2	(1,1)	(6,6)	Malta	0,8	1,8	3,2	(2,8)

Źródło: Eurostat.

Dynamika realnego PKB w latach 2008-2012 (rok poprzedni = 100) wg GUS.

	2012	2011	2010	2009	2008
Wyszczególnienie	(%)				
Produkt Krajowy Brutto	1,9	4,5	3,9	1,6	5,1
Wartość Dodana Brutto ⁽¹⁾	1,9	4,5	3,7	1,8	5,1
w tym:					
przemysł	1,9	9,2	7,3	3,7	6,0
budownictwo	0,3	11,8	6,4	11,6	5,8
handel, naprawa pojazdów samochodowych	1,2	(2,1)	5,7	4,3	6,4
transport i gospodarka magazynowa	7,9	12,0	0,9	(3,7)	(1,5)
wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę	3,8	11,8	15,9	(1,0)	(3,9)
administracja publiczna i obrona narodowa; obowiązkowe zabezpieczenie społeczne	(0,4)	(1,7)	(1,1)	3,8	2,3
edukacja	(1,3)	0,3	(2,2)	1,1	0,6
opieka zdrowotna i pomoc społeczna	2,5	5,3	6,5	4,7	2,6
działalność profesjonalna, naukowa i techniczna	1,1	2,9	(1,8)	5,0	8,2
administrowanie i działalność wspierająca	8,5	15,0	8,9	10,6	11,4

⁽¹⁾ W Polsce o wartości dodanej brutto decyduje przede wszystkim przemysł, handel, usługi transportowe i komunikacyjne.

Źródło: GUS.

Zgodnie z danymi GUS, do wzrostu polskiego PKB w 2012 roku przyczyniły się głównie przemysł ze wzrostem o 1,2%, branża transportowa i gospodarka magazynowa ze wzrostem o 7,9 %, handel i naprawy ze wzrostem o 1,5%.

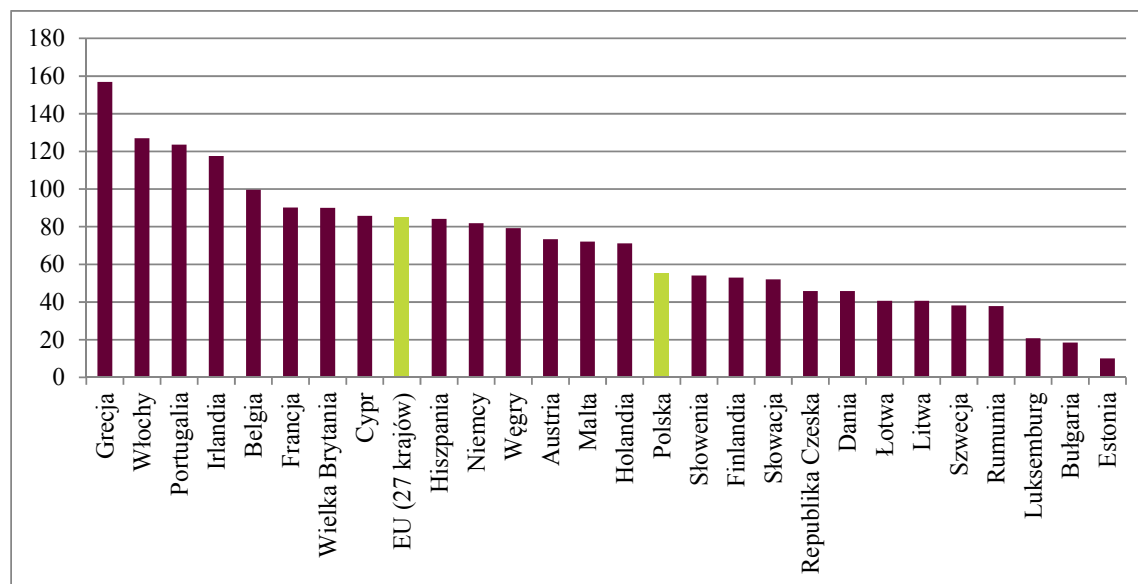
PKB w latach 2008-2012 (w cenach bieżących).

	2012	2011	2010	2009	2008
Wyszczególnienie	<i>(ceny bieżące w mln PLN)</i>				
Produkt Krajowy Brutto	1.595.225	1.528.127	1.416.585,0	1.343.657	1.275.432
Wartość Dodana Brutto	1.412.909	1.342.386	1.247.651,0	1.193.982	1.116.476
w tym:					
przemysł/ przetwórstwo przemysłowe	243.829	233.641	209.714	221.833	208.030
handel, naprawa pojazdów samochodowych	268.592	251.191	242.150	218.008	201.936
administracja publiczna i obrona narodowa; obowiązkowe zabezpieczenie społeczne	69.480	67.345	66.517	72.382	66.445
Edukacja	65.582	64.508	60.717	57.235	52.970
opieka zdrowotna i pomoc społeczna	53.216	51.859	48.694	45.540	42.902
budownictwo	110.621	110.539	101.026	87.545	81.074
działalność profesjonalna, naukowa i techniczna; administrowanie i działalność wspierająca	70.455	67.670	63.999	b.d.	b.d.
transport i gospodarka magazynowa	28.169	25.389	21.945	b.d.	b.d.
transport i gospodarka magazynowa	86.822	76.199	68.807	88.693	76.807
obsługa rynku nieruchomości	81.297	75.322	70.094	172.603	158.773
działalność finansowa i ubezpieczeniowa	63.558	59.314	55.110	45.744	58.522
informacja i komunikacja	51.912	49.538	47.488	b.d.	b.d.
zakwaterowanie i gastronomia	16.917	16.261	14.630	b.d.	b.d.

Źródło: GUS.

W ostatnich latach poziom długu publicznego w Polsce wzrastał w ujęciu bezwzględnym, osiągając w 2012 roku poziom 840,5 mld PLN, co stanowiło 52,7% polskiego PKB. Dla porównania, średni poziom długu publicznego w relacji do PKB dla wszystkich 27 państw członkowskich Unii Europejskiej, wyniósł 69,1%. Poniższy wykres ilustruje relację długu publicznego do PKB w całej Unii Europejskiej oraz w jej państwach członkowskich.

Dług publiczny jako % PKB w całej Unii Europejskiej oraz jej państwach członkowskich w 2012 roku.



Poziom długu publicznego przedstawiony w tabeli obliczony został zgodnie z definicją zawartą w Traktacie z Lizbony zmieniającym Traktat o Unii Europejskiej i Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską (Dz. U. UE C 306/1 z 17 grudnia 2007 roku), przy zastosowaniu której dług publiczny Polski wynosił w 2012 roku 55,6%.

Źródło: Eurostat.

W 2012 roku deficyt budżetowy w Polsce wyniósł 30,4 mld PLN, podczas gdy deficyt sektora finansów publicznych wyniósł łącznie 46,3 mld PLN, co stanowiło 2,9% PKB. Na koniec września 2013 roku deficyt budżetowy wyniósł 29,6 mld PLN, co stanowi 57% łącznej wielkości deficytu zaplanowanego w ustawie budżetowej na 2013 rok.

Rynek energii elektrycznej

Historia

Na początku lat 90-tych pięć przedsiębiorstw zostało podzielonych na 32 wytwórców, 33 podmioty zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz 4 kopalnie węgla brunatnego, każdy o statusie przedsiębiorstwa państwowego. W ramach procesu komercjalizacji, który miał miejsce w latach 1993 i 1994, przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej zostały przekształcone w spółki prawa handlowego, a sektor energetyki przeszedł częściowy proces prywatyzacji. Pomimo przeprowadzenia transakcji prywatyzacyjnych, przeważająca większość spółek działających w sektorze energetyki pozostała w rękach Skarbu Państwa.

W 2007 roku, miała miejsce daleko idąca konsolidacja należących do Skarbu Państwa spółek energetycznych, której celem było zwiększenie ich potencjału finansowego i rynkowego do poziomu niezbędnego dla dalszego rozwoju tego sektora. W konsekwencji, w maju 2007 roku, powstały cztery grupy energetyczne: (i) Grupa PGE zarządzana przez spółkę PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., (ii) Grupa Tauron, na której czele stoi spółka TAURON Polska Energia S.A., (iii) Grupa ENERGA, kierowana przez Spółkę, oraz (iv) Grupa Enea, kierowana przez spółkę ENEA S.A. Grupy te działają w segmentach wytwarzania, dystrybucji oraz obrotu rynku energii elektrycznej.

Poza wymienionymi powyżej czterema grupami energetycznymi, obecnie rynek energetyczny w Polsce tworzą: (i) PSE, operator systemu przesyłowego, bilansujący zapotrzebowanie krajowego systemu elektroenergetycznego, którego 100% akcji posiada Skarb Państwa, (ii) rynek obrotu giełdowego, składający się z Towarowej Giełdy Energii S.A., który należy do GPW, a także (iii) krajowe i europejskie przedsiębiorstwa posiadające udziały w poszczególnych aktywach wytwórczych i dystrybucyjnych na terenie Polski. Do przedsiębiorstw tych, obok Spółki, należą między innymi spółki z następujących grup kapitałowych RWE, PGNiG, CEZ, EdF, GDF Suez, Dalkia, Fortum oraz ZE PAK.

W ciągu ostatnich kilku lat proces prywatyzacji sektora energetyki uległ przyspieszeniu. Akcje trzech spośród czterech spółek stojących na czele grup energetycznych zostały wprowadzone do obrotu na GPW - akcje ENEA S.A. w 2008 roku, akcje PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w 2009 roku, a akcje TAURON Polska Energia S.A. w 2010 roku.

Jednocześnie z wyżej opisywanymi procesami, od wczesnych lat dziewięćdziesiątych, sektor energetyki w Polsce jest przedmiotem transformacji, a wprowadzane reformy wynikają z potrzeby dostosowania krajowego rynku energii elektrycznej do standardów UE i mają na celu stworzenie konkurencyjnego rynku. Na powyższe składały się, w szczególności, rozwiązanie tzw. kontraktów długoterminowych (KDT), odejście od systemu zatwierdzania taryf w handlu energią elektryczną oraz wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego.

KDT były kontraktami na zakup mocy i energii elektrycznej po cenie zapewniającej pokrycie kosztów produkcji oraz kosztów finansowania nowych jednostek produkcyjnych. Energia elektryczna nabywana w ramach KDT była następnie sprzedawana spółkom sprzedaży detalicznej po cenie taryfy MIE (Minimalna Ilość Energii) zatwierdzonej przez Prezesa URE. Nadwyżka ilości energii elektrycznej kupionej w ramach KDT nad energią elektryczną sprzedaną w ramach MIE była sprzedawana na rynku hurtowym po cenie rynkowej. Różnica pomiędzy kosztami a przychodami producenta energii elektrycznej była pokrywana przez operatora systemu przesyłowego, tj. PSE, jako wynagrodzenie za tzw. usługi dodatkowe, a następnie włączana w taryfę przesyłową PSE. W związku z rozwiązaniem KDT, wytwórcy będący wcześniej stronami tychże umów uzyskali prawo do otrzymywania rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych, czyli poniesionych nakładów inwestycyjnych, które nie zostały pokryte przychodami po rozwiązaniu KDT. Najważniejszą konsekwencją rozwiązania KDT było wprowadzenie jednolitego i przejrzystego mechanizmu kształtowania cen dla uczestników rynku energii.

Informacje ogólne

Według danych Eurostatu, za rok 2011, polski sektor energetyczny był szóstym w UE pod względem łącznej produkcji energii elektrycznej brutto, po Niemczech, Francji, Wielkiej Brytanii, Włoszech oraz Hiszpanii.

Łączna produkcja energii elektrycznej brutto w poszczególnych krajach UE oraz w całej UE w latach 2009-2011 (w GWh).

Kraj	2011	2010	2009	Kraj	2011	2010	2009
UE (27 krajów członkowskich)	3.279.570	3.346.225	3.203.499	Grecja	59.436	57.392	61.365
Niemcy	608.869	628.984	590.367	Portugalia	52.459	54.091	50.208
Francja	561.980	569.103	535.850	Bułgaria	50.797	46.653	42.964
Wielka Brytania	367.801	381.771	376.775	Węgry	35.983	37.371	35.908
Włochy	302.570	302.063	292.641	Dania	35.171	38.792	36.383
Hiszpania	291.759	301.527	294.620	Słowacja	28.656	27.858	26.155
Polska	163.548	157.657	151.720	Irlandia	27.478	28.612	28.313
Szwecja	150.376	148.609	136.729	Słowenia	16.056	16.433	16.401
Holandia	112.966	118.140	113.502	Estonia	12.893	12.964	8.779
Belgia	90.168	95.120	91.225	Łotwa	6.095	6.627	5.569
Czechy	87.454	85.910	82.250	Litwa	4.822	5.749	15.358
Finlandia	73.481	80.668	72.062	Cypr	4.929	5.322	5.215
Austria	65.699	71.125	69.080	Luksemburg	3.717	4.592	3.878
Rumunia	62.218	60.979	58.014	Malta	2.189	2.113	2.168

Źródło: Eurostat.

W 2011 roku zużycie energii elektrycznej w całej UE wyniosło 2.767.549 GWh, z czego 121.940 GWh stanowiło zużycie energii elektrycznej w Polsce i odpowiadało 4,4% całkowitego zużycia energii elektrycznej w całej UE. Według danych Eurostatu oraz GUS, polska gospodarka wciąż cechuje się jednym z wyższych wskaźników zużycia energii elektrycznej w przeliczeniu na jednostkę PKB w grupie podobnych do Polski państw europejskich. Wiąże się to z faktem, iż w Polsce udział energochłonnego przemysłu w strukturze PKB jest stosunkowo wysoki w porównaniu z innymi państwami Unii Europejskiej, których gospodarki w większym stopniu opierają się na sektorze usług.

Zużycie energii elektrycznej w przeliczeniu na 1 mln EUR PKB w poszczególnych krajach UE oraz całej UE w latach 2009-2011 (w MWh).

Kraj	2011	2010	2009	Kraj	2011	2010	2009
UE (27 krajów członkowskich)	218,4	229,6	229,2	Grecja	248,4	239,1	236,8
Niemcy	199,8	221,0	208,7	Portugalia	282,7	288,6	284,0
Francja	209,7	229,3	221,6	Bułgaria	738,1	751,8	768,5
Wielka Brytania	179,6	189,9	202,3	Węgry	346,0	354,2	362,6
Włochy	191,2	192,8	190,8	Dania	130,6	135,9	140,7
Hiszpania	229,3	234,1	229,4	Słowacja	359,0	366,4	367,8
Polska	328,8	335,5	362,6	Irlandia	153,0	160,9	155,7
Szwecja	321,5	375,0	421,9	Słowenia	348,7	337,2	318,8
Holandia	179,4	182,1	181,3	Estonia	415,5	482,3	483,2
Belgia	216,5	234,0	226,7	Łotwa	306,3	344,5	329,5
Czechy	364,4	381,6	386,2	Litwa	278,5	301,8	278,5
Finlandia	425,3	467,0	447,3	Cypr	262,6	280,5	281,9
Austria	205,6	215,0	213,5	Luksemburg	152,3	164,9	169,7
Rumunia	325,3	332,3	318,2	Malta	275,5	254,0	286,6

Źródło: Eurostat.

Zużycie energii elektrycznej oraz prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce.

Zużycie energii elektrycznej w Polsce ogółem według ARE w 2012 roku wyniosło 159.299 GWh i wzrosło w porównaniu z rokiem 2010 o około 2%, a w porównaniu z rokiem 2000 o 15%. Zużycie energii elektrycznej w Polsce odbywa się głównie w przemyśle, którego udział w strukturze zużycia w kraju w 2011 roku wyniósł 49%, natomiast w roku 2012 wyniósł 46%. Udział lokali mieszkalnych w zużyciu energii elektrycznej w kraju zarówno w roku 2011, jak i 2012 wyniósł odpowiednio 20%. Poniższa tabela przedstawia informacje na temat zużycia energii elektrycznej w Polsce we wskazanych okresach (GWh).

Wyszczególnienie	2012	2011	2010
Zużycie ogółem, z tego:	159.299	158.306	156.304
Zużycie w kraju, z tego:	148.415	147.668	144.453
Przemysł, w tym:	68.709	72.253	69.289
potrzeby energetyczne elektrowni.....	14.574	14.584	14.209
pompowanie wody w elektrowniach szczytowo-pompowych.....	647	645	828
Gospodarstwa domowe.....	29.843	30.006	30.740
Straty i różnice bilansowe.....	10.884	10.638	11.851
Transport	4.263 ⁽¹⁾	4.245	4.648
Budownictwo	810 ⁽¹⁾	798	770
Rolnictwo	379	418	456
Eksport.....	12.643	12.022	7.664
Ogółem Rozchód Energii Elektrycznej⁽²⁾	171.942	170.328	163.968

⁽¹⁾ Dane wstępne.

⁽²⁾ Obejmuje zużycie ogółem powiększone o eksport energii.

Dane zawarte w powyższej tabeli pochodzą z corocznych publikacji ARE, mogą zatem różnić się od danych prezentowanych w niniejszym Prospekcie, lecz pochodzących z innych publikacji ARE, zwłaszcza tych wydawanych kwartalnie. Co do zasady, dane publikowane corocznie przez ARE są bardziej precyzyjne od danych publikowanych kwartalnie.

Źródło: ARE.

Zgodnie z danymi ARE, w roku 2012 rozchód energii elektrycznej w Polsce wzrósł o około 5% w porównaniu z rokiem 2010. Powyższy wzrost wynika z wielu czynników, w tym ze wzrostu PKB, wzrostu eksportu energii elektrycznej oraz z wyrównywania się zużycia energii elektrycznej w przeliczeniu na jednego mieszkańca w porównaniu z poziomem zużycia w innych krajach UE. Pomimo wyrównywania tych różnic, średnie zużycie energii elektrycznej w przeliczeniu na jednego mieszkańca w Polsce jest w dalszym ciągu znacznie niższe od średniego zużycia energii elektrycznej w 27 krajach UE. W 2010 roku w Polsce zużycie energii elektrycznej w przeliczeniu na jednego mieszkańca wynosiło 3,1 MWh, podczas gdy średnie zużycie w przeliczeniu na jednego mieszkańca we wszystkich krajach UE wynosiło 5,7 MWh. Natomiast w 2011 roku zużycie energii elektrycznej w Polsce w przeliczeniu na jednego mieszkańca wynosiło 3,2 MWh, podczas gdy średnie zużycie w przeliczeniu na jednego mieszkańca w 27 krajach UE wynosiło 5,5 MWh. W tym samym czasie, średnioroczny wskaźnik wzrostu (CAGR) zużycia energii elektrycznej w przeliczeniu na jednego mieszkańca w latach 2005-2010 obliczonego jako łączne krajowe zużycie energii elektrycznej podzielone przez liczbę mieszkańców, jest znacznie wyższy niż w innych wybranych krajach europejskich i wynosi 2,4%, w porównaniu z 0,1% dla wszystkich 27 państw członkowskich UE. Tabela poniżej przedstawia zużycie energii elektrycznej w przeliczeniu na jednego mieszkańca w latach 2008-2010 (kWh).

Kraj	2010	2009	2008	Kraj	2010	2009	2008
UE (27 krajów członkowskich)	5.661	5.441	5.738	Grecja	4.699	4.859	5.051
Niemcy	6.466	6.043	6.392	Portugalia	4.690	4.503	4.454
Francja	6.864	6.578	6.772	Bułgaria	3.583	3.529	3.748
Wielka Brytania	5.293	5.234	5.583	Węgry	3.416	3.305	3.417
Włochy	4.960	4.830	5.180	Dania	5.793	5.730	6.095
Hiszpania	5.666	5.572	5.860	Słowacja	4.446	4.270	4.585
Polska	3.104	2.955	3.082	Irlandia	5.630	5.611	6.061
Szwecja	14.048	13.329	14.010	Słowenia	5.846	5.556	6.370
Holandia	6.447	6.305	6.653	Estonia	5.145	4.961	5.214
Belgia	7.686	7.148	7.747	Łotwa	2.764	2.699	2.910
Czechy	5.445	5.246	5.587	Litwa	2.503	2.499	2.679
Finlandia	15.599	14.496	15.586	Cypr	6.087	5.962	5.871
Austria	7.323	6.927	7.141	Luksemburg	13.152	12.379	13.547
Rumunia	1.925	1.749	1.940	Malta	3.876	4.127	4.509

Źródło: Eurostat.

Według danych ARE, przygotowywanych zgodnie z bilansem energii według OECD, zużycie finalne energii określane jako zużycie energii elektrycznej przez odbiorców końcowych (bez zużycia w sektorze energetycznym), wyniosło w 2012 roku około 123 TWh i było porównywalne do zużycia finalnego energii w 2011 roku.

Wyszczególnienie	2012	2011	2010
	(GWh)		
Produkcja brutto ogółem z tego:	162.139	163.548	157.658
Elektrownie ciepłe zawodowe	146.480	149.242	144.541
Elektrociepłownie przemysłowe ⁽¹⁾	7.818	7.837	7.525
Elektrownie wodne przepływowe	2.037	2.331	2.920
Elektrownie wodne z dopompowaniem ⁽²⁾ zwane „szczytowo-pompowymi”	428	430	568
Elektrownie wiatrowe	4.747	3.205	1.664
Elektrownie na paliwach odnawialnych ⁽³⁾	629	503	440
Import	9.803	6.780	6.310
Eksport	12.643	12.022	7.664
Zużycie ogółem z tego:	159.299	158.306	156.304
Zużycie energii w sektorze Energetycznym⁽⁴⁾	25.768	25.628	25.380
Straty przesyłu i różnice bilansowe	10.884	10.638	11.851
Zużycie finalne⁽⁵⁾	122.647	122.040	119.073

⁽¹⁾ Z wyłączeniem elektrowni biogazowych, na biomasę oraz wodnych.

⁽²⁾ Produkcja z wody dopompowanej, w tzw. elektrowniach „szczytowo-pompowych”.

⁽³⁾ Bez zaliczanych do OZE: (i) współspalania biomasy, zawierającej się w produkcji elektrowni ciepłych zawodowych, oraz (ii) bez produkcji w elektrowniach wodnych.

⁽⁴⁾ Obejmuje zużycie energii w elektrowniach oraz zużycie energii do wydobycia surowców (np. węgla) niezbędnych do wyprodukowania energii.

⁽⁵⁾ Obejmuje produkcję brutto powiększoną o import energii elektrycznej pomniejszoną o: (i) eksport energii elektrycznej, (ii) zużycie energii w sektorze energetycznym oraz straty przesyłu i różnice bilansowe.

Źródło: ARE.

Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2030 roku, prognozuje się umiarkowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorców końcowych w poszczególnych sektorach gospodarki, tj. krajowego finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną, z poziomu 119,1 TWh w 2010 roku do poziomu 167,5 TWh w roku 2030 tj. o 40,6%.

Segmenty rynku energii elektrycznej

Polski rynek energii elektrycznej dzieli się na następujące segmenty: (i) segment wytwarzania, (ii) segment przesyłu, (iii) segment dystrybucji, oraz (iv) segment obrotu, w tym rynek giełdowy.

Wytwarzanie

Według danych PSE, na dzień 31 grudnia 2012 roku, łączna moc zainstalowana w polskim sektorze energetycznym wynosiła około 38.046 MW, natomiast łączna moc osiągalna wynosiła 37.720 MW. W Polsce energia elektryczna wytwarzana jest przez elektrownie, w tym elektrociepłownie, które obowiązane są uzyskać koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej i które sprzedają wytworzoną przez siebie energię przedsiębiorstwom zajmującym się obrotem energią elektryczną i/lub odbiorcom końcowym. Tabela poniżej przedstawia zainstalowaną i osiągalną moc za lata 2010-2012 (w MW).

	2012		2011		2010	
	Moc zainstalowana	Moc osiągalna	Moc zainstalowana	Moc osiągalna	Moc zainstalowana	Moc osiągalna
Elektrownie krajowe, w tym:	38.046	37.720	37.367	37.010	35.756	35.509
Elektrownie zawodowe, w tym:	32.942	33.061	32.937	33.032	32.304	32.382
Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	30.721	30.750	30.716	30.722	30.083	30.085
- na węglu kamiennym	20.152	20.129	20.152	20.130	20.377	20.351
- na węglu brunatnym	9.635	9.704	9.630	9.675	8.772	8.817
- gazowych	934	917	934	917	934	917
Elektrownie zawodowe wodne	2.221	2.311	2.221	2.310	2.221	2.297
Elektrownie przemysłowe	2.486	2.053	2.486	2.046	2.486	2.173
Elektrownie OZE ⁽¹⁾	2.617	2.60	1.943	1.932	966	953

⁽¹⁾ Bez elektrowni wodnych zawodowych zaliczanych także do OZE. Łączna moc zainstalowana w OZE według URE w latach 2010-2012 podana jest w tabeli poniżej.

Źródło: URE.

W 2012 roku w strukturze mocy dominującą rolę odgrywają elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym i brunatnym z łączną mocą zainstalowaną na poziomie 29,8 GW, których udział w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE wyniósł 78%. Najbardziej dynamiczny przyrost mocy odnotowany został w grupie odnawialnych źródeł energii elektrycznej.

Poniższa tabela przedstawia zainstalowaną moc w odnawialnych źródłach energii elektrycznej na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia za lata 2010-2012 (w MW). Według danych URE na podstawie wydanych koncesji moc zainstalowana w odnawialnych źródłach energii elektrycznej na dzień 31 grudnia 2012 roku była o

42% wyższa niż w dniu 31 grudnia 2011 roku wobec 21% wzrostu w roku poprzednim. Najwyższy wzrost w 2012 roku odnotowano w zakresie mocy zainstalowanych w elektrowniach na biomasę (wzrost o około 100%) oraz w zakresie mocy zainstalowanych w elektrowniach wiatrowych (wzrost o około 54%).

Rodzaj źródła	2012	2011	2010
Elektrownie na biogaz	99,5	88,1 ⁽²⁾	82,9
Elektrownie na biomasę	820,7	409,7	356,2
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	1,3	1,1	0,0
Elektrownie wiatrowe	2.496,7	1.616,4	1.180,3
Elektrownie wodne zaliczane do OZE	966,1	951,4	937,0
Współspalanie ⁽¹⁾	b.d.	b.d.	b.d.
Łącznie	4.384,3	3.082,0	2.556,4

⁽¹⁾ Ze względu na różne przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa) w odniesieniu do tych instalacji nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

⁽²⁾ Nie uwzględnia danych dot. 15 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego.

Źródło: URE.

Energia elektryczna wytwarzana w Polsce dzieli się na następujące podgrupy: (i) energię wytwarzaną ze źródeł konwencjonalnych (tzw. energia czarna); (ii) energię wytwarzaną w kogeneracji węglowej (tzw. energia czerwona); (iii) energię wytwarzaną w kogeneracji gazowej (tzw. energia żółta); oraz (iv) energię wytwarzaną ze źródeł odnawialnych (tzw. energia zielona). Polskie prawo przewiduje dla zielonej energii szereg mechanizmów mających na celu wspieranie tych sposobów wytwarzania. Tabela poniżej przedstawia produkcję energii elektrycznej według nośników za lata 2010-2012.

	2012		2011		2010	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Węgiel kamienny	80.596	49,72	87.326	53,4	87.941	55,8
Węgiel brunatny	54.054	33,3	52.529	32,1	48.651	30,9
Gaz ziemny	6.259	3,9	5.821	3,6	4.797	3,0
Biomasa i biogaz ⁽¹⁾	10.094	6,2	7.601	4,6	6.305	4,0
Woda ⁽²⁾	2.465	1,5	2.761	1,7	3.488	2,2
w tym woda z elektrowni zaliczanych do OZE..	2.037	1,3	2.331	1,4	2.920	1,9
w tym z elektrowni szczytowo pompowych	428	0,3	430	0,3	568	0,4
Wiatr	4.747	3,0	3.205	2,0	1.664	1,1
Pozostałe paliwa	3.924	2,4	4.305	2,6	4.812	3,1
Razem	162.139	100,0	163.548	100,0	157.658	100,0
w tym OZE	16.879	10,4%	13.137	8,0%	10.889	6,9%

⁽¹⁾ Obejmuje produkcję energii elektrycznej ze współspalania biomasy i biogazu, z elektrowni opalanych biomasą oraz elektrowni biogazowych.

⁽²⁾ Obejmuje energię elektryczną wyprodukowaną w elektrowniach wodnych szczytowo-pompowych.

Źródło: ARE.

Energia wytwarzana w odnawialnych źródłach energii

W Polsce notuje się stopniowy wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Udział odnawialnych źródeł energii używanych do wytworzenia energii elektrycznej u poszczególnych grup energetycznych w 2012 roku wyniósł: (i) ENERGA około 32%; (ii) ENEA około 8%; (iii) Tauron około 6%; oraz (iv) PGE około 4%.

Według ARE, łączna produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na dzień 31 grudnia 2011 roku wynosiła 13.137 GWh, a na dzień 31 grudnia 2012 roku 16.788 GWh, co stanowi wzrost o 27,8%.

Zgodnie z przygotowaną przez ARE na zlecenie Ministerstwa Gospodarki Aktualizacją Prognozy Zapotrzebowania na Paliwo i Energię do 2030 roku, w 2020 roku na odnawialne źródła energii powinno przypadać co najmniej 15% łącznego finalnego zużycia energii. Oczekuje się również, że łączny wolumen energii elektrycznej netto wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w 2020 roku osiągnie 26,6 TWh, w porównaniu z 16,9 TWh w roku 2012, co stanowiłoby około 16,3% produkcji całkowitej energii elektrycznej netto przewidzianej na rok 2020. Wolumen ten wzrośnie do około 33,9 TWh w 2030 roku, co stanowiłoby około 17,5% produkcji całkowitej energii elektrycznej netto przewidzianej na rok 2030. Oczekuje się ponadto, że energia elektryczna z elektrowni wiatrowych będzie miała największy udział w ilości energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł odnawialnych a wolumen takiej energii osiągnie około 19,6 TWh w 2030 roku, co stanowiłoby około 10% całkowitej produkcji energii elektrycznej netto przewidzianej na rok 2030. Na koniec 2012 roku udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej wyniósł około 10,4%. Tabela poniżej przedstawia produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii za lata 2010-2012 oraz za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku (GWh).

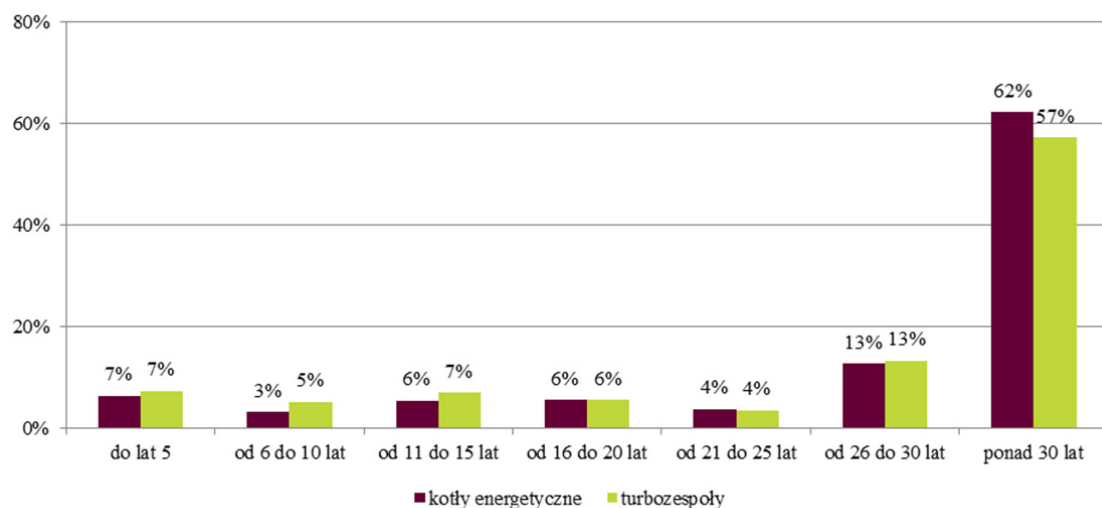
Rodzaj źródła	30 czerwca 2013		2012		2011		2010	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Elektrownie na biogaz	296	3,6	563	3,3	451	3,5	395	3,6
Elektrownie na biomasę	1.615	19,6	1.679	9,9	759	5,8	313	2,9
Współspalanie biomasy i biogazu i układy hybrydowe	2.268	27,6	7.852	46,5	6.391	48,6	5.597	51,4
Elektrownie wiatrowe	2.537	30,8	4.747	28,1	3.205	24,4	1.664	15,3
Elektrownie wodne	1.512	18,4	2.037	12,1	2.331	17,7	2.920	26,8
Elektrownie fotowoltaiczne	2,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Łącznie	8.230	100	16.879	100	13.137	100	10.889	100

Źródło: ARE.

Stan obecny i rozwój mocy wytwórczych w Polsce

Znaczną część pracujących obecnie w Polsce jednostek wytwórczych charakteryzuje wysoki stopień zużycia technicznego. Skutkuje to zmniejszaniem się nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do zapotrzebowania szczytowego. W szeregu przypadków, nieplanowane ubytki mocy, spowodowane m. in. awariami urządzeń wytwórczych powodują, że OSP coraz trudniej jest zachować bezpieczną operacyjną nadwyżkę dostępnych mu mocy, która zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej powinna wynosić nie mniej niż 9% planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe. Zgodnie natomiast z Polityką Energetyczną Polski do 2030 roku rezerwa ta powinna się utrzymywać na poziomie 15%. W poniższej tabeli przedstawiono strukturę wiekową jednostek wytwórczych w Polsce.

Struktura wiekowa jednostek wytwórczych w Polsce w 2012 roku (kotły i turbozespoły).



Źródło: ARE.

Ze względu na postępujący proces zużycia technicznego jednostek wytwórczych oraz systematyczne zaostżenie unijnych norm dotyczących emisji zanieczyszczeń, istniejące bloki energetyczne będą wycofywane z eksploatacji lub poddawane modernizacji. Wycofywane bloki energetyczne będą zastępowane nowymi, z których większość stanowić będą bloki opalane węglem kamiennym, część nakładów przypadnie także na jednostki opalane gazem ziemnym oraz na jednostki opalane węglem brunatnym.

Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2030 roku, przewidywane uruchomienie nowych mocy wytwórczych lub zastąpienie istniejących mocy wytwórczych nowymi blokami szacowane są na około 4,9 GW w latach 2011-2015, 8,5 GW w latach 2016-2020, 8,2 GW w latach 2021-2025 oraz około 10,4 GW latach 2026-2030. Biorąc pod uwagę przewidywane wyłączenia istniejących mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym moc osiągalna netto źródeł wytwarzania ma wzrosnąć do około 46,4 GW w roku 2030. Najistotniejszy spadek mocy osiągalnej netto oczekiwany jest w elektrowniach zawodowych na węgiel kamienny (spadek z 14.536 MW w 2008 roku do 5.433 MW w 2030 roku). W przypadku węgla brunatnego wyłączone jednostki mają być zastępowane sukcesywnie nowymi, przez co ich moc osiągalna ma pozostać na stabilnym poziomie do roku 2025, po którym moc osiągalna tego typu elektrowni powinna wzrosnąć. Oczekuje się, że powstające elektrownie jądrowe będą mieć moc zainstalowaną 4.500 MW. Największy przyrost mocy wystąpi w sektorze źródeł odnawialnych, w tym przede wszystkim w elektrowniach wiatrowych oraz na biogaz. Do roku 2030

powinno powstać około 6.000 MW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych na lądzie oraz około 2.550 MW na morzu, przy czym przewiduje się, że nowe moce nie przełożą się na wysoką produkcję energii elektrycznej ze względu na niskie wskaźniki wykorzystania mocy w elektrowniach wiatrowych. Elektrownie i elektrociepłownie biomasowe mają uzyskać w 2030 roku moce na poziomie około 1.400 MWe, a biogazowe około 631 MWe. Plany budowy nowych jednostek wytwórczych są odpowiedzią na przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce.

Połączenia transgraniczne

W przeszłości, kontraktowe przepływy energii elektrycznej między systemami różnych krajów opierały się głównie na umowach długoterminowych i dzięki temu miały stabilny charakter. Pomimo zarejestrowanego w ostatnich latach zwiększenia międzynarodowej wymiany energii elektrycznej, jedynie około 11% energii elektrycznej zużywanej w UE przekracza granice państwowe ze względu na występujące ograniczenia techniczne, stosowane metody alokacji dostępnych mocy przesyłowych i limity wprowadzane przez operatorów poszczególnych systemów przesyłowych. Istniejąca ograniczona zdolność przesyłowa między systemami poszczególnych państw jest głównym czynnikiem utrudniającym integrację i tworzenie jednolitego oraz konkurencyjnego europejskiego rynku energii elektrycznej. Sytuacja taka jest następstwem realizowanej wcześniej polityki izolacji rynków krajowych oraz historycznie uwarunkowanego braku międzynarodowych zdolności przesyłowych, które tworzone były głównie z myślą o zapewnieniu bezpieczeństwa w sytuacjach awaryjnych, a nie o stworzeniu transgranicznego rynku energii elektrycznej.

W Europie funkcjonuje organizacja ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity, Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Sieci Przesyłowych*), która skupia 41 operatorów systemów przesyłowych z 34 krajów, w tym PSE. ENTSO-E reprezentuje operatorów w relacjach z interesariuszami, w tym instytucjami i organami UE, oraz Agencją ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (*Agency for Cooperation of Energy Regulators, ACER*). Celem ENTSO-E jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Wybrane dane dotyczące fizycznych przepływów energii elektrycznej, w tym import i eksport handlowy, w ramach współpracy w obrębie ENTSO-E w latach 2010-2012 (GWh)⁽¹⁾

		2012	2011	2010		2012	2011	2010	
Austria	import	21.361	27.191	22.530	Łotwa	import	4.346	4.010	3.973
	eksport	19.145	17.885	19.270		eksport	2.800	2.760	3.101
Białoruś	import	4.199	747	402	Litwa	import	7.175	8.086	8.177
	eksport	2.400	2.916	4.488		eksport	1.351	1.345	2.185
Belgia	import	14.018	13.189	12.287	Luksemburg	import	6.004	7.099	7.282
	eksport	6.346	10.652	11.843		eksport	2.300	2.657	3.208
Bułgaria	import	2.357	1.493	1.178	Holandia	import	26.489	20.665	15.589
	eksport	10.451	12.000	9.278		eksport	11.936	11.787	12.811
Czechy	import	10.883	10.457	6.682	Polska	import	8.831	6.779	6.310
	eksport	25.741	27.501	21.579		eksport	11.511	12.023	7.664
Dania	import	14.578	11.647	10.585	Portugalia	import	10.766	6.685	5.667
	eksport	9.573	10.276	11.740		eksport	2.870	3.928	3.190
Estonia	import	2.477	1.517	1.743	Rumunia	import	4.553	2.946	1.791
	eksport	4.300	4.986	4.947		eksport	4.307	4.846	4.707
Finlandia	import	16.780	18.489	16.354	Słowacja	import	11.794	11.228	7.342
	eksport	1.793	4.614	5.878		eksport	12.082	10.501	6.295
Francja	import	11.392	9.068	19.950	Słowenia	import	6.403	7.034	8.611
	eksport	51.703	64.185	48.563		eksport	6.809	8.308	10.744
Niemcy	import	42.692	49.722	42.171	Hiszpania	import	7.785	7.935	5.214
	eksport	57.811	55.988	59.878		eksport	18.697	13.656	13.117
Grecja	import	5.545	7.181	8.523	Szwecja	import	10.528	14.229	16.988
	eksport	3.799	3.932	2.801		eksport	27.546	21.356	14.728
Węgry	import	15.961	14.667	9.897	Ukraina	import	0	0	0
	eksport	8.930	8.018	4.706		eksport	937	59	0
Irlandia	import	627	733	744	Wielka Brytania	import	12.087	8.645	7.136
	eksport	319	243	293		eksport	3.373	3.844	6.408
Włochy	import	40.956	47.478	45.899					
	eksport	2.085	1.715	1.699					

⁽¹⁾ Dane ograniczone są do państw członkowskich Unii Europejskiej (z wyłączeniem Malty i Cypru) oraz Białorusi i Ukrainy.

Źródło: ENTSO-E.

W ramach krajowego systemu energetycznego funkcjonują następujące połączenia transgraniczne: (i) na północy: do Szwecji (kabel podmorski prądu stałego), (ii) na południu: do Czech poprzez dwutorową linię 220 kV i dwie linie 400 kV i na Słowację poprzez linię 400 kV, (iii) na wschodzie: na Białoruś poprzez linię 220 kV i na Ukrainę linią 750 kV (w trybie gotowości) a także linią 220 kV, oraz (iv) na zachodzie: do Niemiec dwoma liniami 400 kV. Połączenia z systemami działającymi w Niemczech, Czechach i na Słowacji są połączeniami synchronicznymi (praca z identyczną częstotliwością i przy stałym kącie przesunięcia fazowego umożliwiającą

swobodny przepływ energii elektrycznej między połączonymi systemami). Połączenia ze Szwecją, Ukrainą i Białorusią mają charakter asynchroniczny (do połączenia systemów wymagane są tzw. sprzęgła asynchroniczne lub wstawki prądu stałego). Oprócz połączeń o napięciu przesyłu rzędu 220 kV i wyższym, istnieją połączenia o napięciu dystrybucyjnym (110 kV lub mniejsze) w poszczególnych punktach granicznych, podlegające nadzorowi technicznemu ze strony operatorów dystrybucyjnych. Polska jest eksporterem netto energii elektrycznej. Zgodnie z danymi ENTSO-E w roku 2012 eksport energii elektrycznej z Polski wyniósł 11.511 GWh, natomiast import do Polski 8.831 GWh. W roku 2011 wolumeny te wynosiły odpowiednio 12.023 GWh oraz 6.779 GWh.

Połączenia transgraniczne KSE (o napięciu ponad 110 kV).



Źródło: Ministerstwo Gospodarki.

Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2030 roku, jednym z celów w dziedzinie wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej i ciepła jest rozbudowa połączeń transgranicznych, co będzie koordynowane z rozbudową krajowego systemu przesyłu i rozbudową systemów przesyłu państw sąsiadujących z Polską. Przewidywana rozbudowa powinna umożliwić transgraniczną wymianę na poziomie co najmniej 15% krajowego zużycia energii elektrycznej do 2015 roku oraz 20% do 2020 roku i 25% do 2030 roku.

Przesył

Przez przesył energii elektrycznej rozumie się transport energii elektrycznej za pośrednictwem linii przesyłowych do sieci dystrybucyjnych lub w nielicznych przypadkach, do odbiorców końcowych podłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej. Przesyłanie energii w Polsce dokonywane jest sieciami najwyższych i wysokich napięć (220 kV, 400 kV i więcej), zaś za przesył energii elektrycznej odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego („OSP”), który zarządza pracą sieci przesyłowej energii elektrycznej wysokich i najwyższych napięć służącej do przesyłu energii elektrycznej jak również zarządza rynkiem bilansującym energii elektrycznej, aby zapewnić bezpieczną i sprawną pracę krajowego systemu elektroenergetycznego oraz bezpieczeństwo energetyczne kraju.

W Polsce jest jeden operator systemu przesyłowego, którym jest spółka PSE, wyznaczona do pełnienia tej roli przez Prezesa URE na okres od 1 stycznia 2008 roku do 1 lipca 2014 roku. Zgodnie z Prawem Energetycznym, PSE jest jednoosobową spółką akcyjną Skarbu Państwa oraz podmiotem niezależnym zarówno pod względem swojej formy prawnej jak i organizacyjnej oraz procesu decyzyjnego od innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłem energii elektrycznej. Polska przesyłowa sieć elektroenergetyczna jest połączona w systemie UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*, Unia ds. Koordynacji Przesyłu

Energii Elektrycznej), obecnie funkcjonującym jako region Europy Kontynentalnej w ramach europejskich sieci przesyłowych koordynowanych przez stowarzyszenie ENTSO-E (zobacz „—Połączenia transgraniczne”).

Zgodnie z dokumentem „Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej” za okres od 1 stycznia 2011 roku do dnia 31 grudnia 2012 roku przygotowanego przez Ministerstwo Gospodarki RP w marcu 2013 roku, szacunkowa struktura wiekowa sieci dystrybucyjnych kształtowała się następująco:

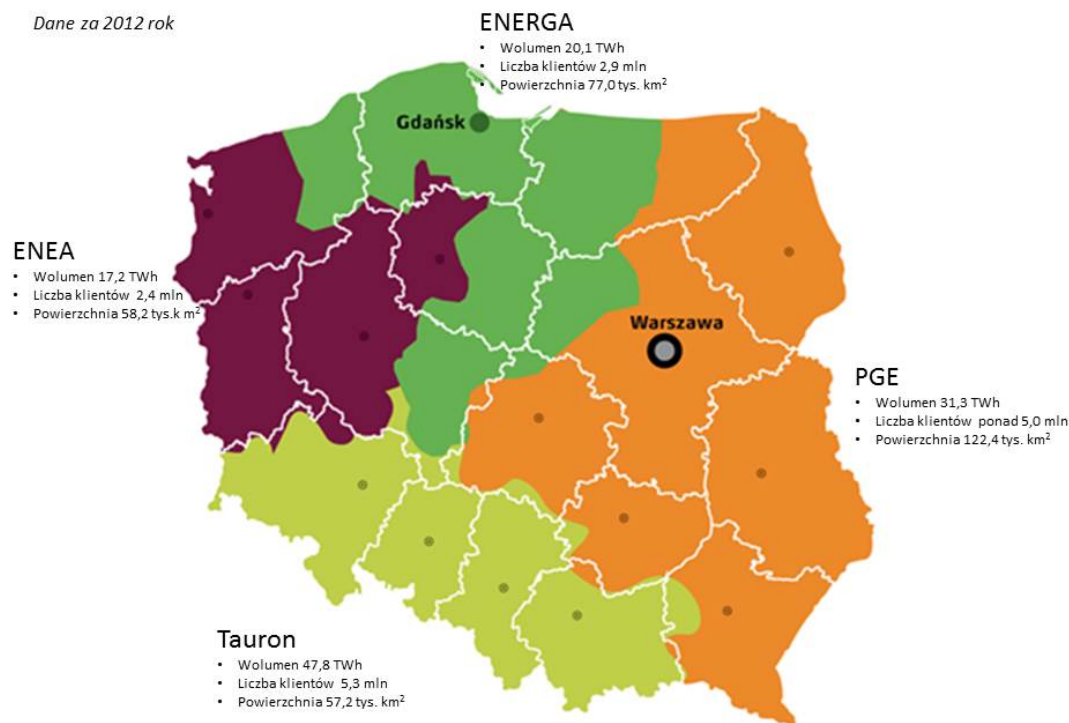
Wiek	Linie 220 kV (%)	Linie 400 kV (%)	Transformatory (%)
Do 20 lat	1	19	28
20-30 lat	17	54	34
Powyżej 30 lat	82	25	38

Źródło: Ministerstwo Gospodarki „Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej”.

Stopień zaawansowania wiekowego oraz wysoki stopień zużycia technicznego sieci przesyłowych przyczyniają się do wyższych strat w przesyłach i częstszych awarii, wobec czego wymagają poniesienia znacznych nakładów modernizacyjnych, co jest jednym z głównych celów inwestycyjnych w polskim sektorze energetycznym. Planowane nakłady inwestycyjne PSE na rozwój infrastruktury przesyłowej na lata 2011-2025 wynoszą około 18 mld PLN, w tym w latach 2012-2016 zaktualizowany plan rozwoju PSE przewiduje modernizację linii przesyłowych 220 kV i 400 kV o łącznej długości około 2.500 km oraz budowę nowych linii przesyłowych 400 kV o łącznej długości około 4.600 km. Blisko 40% przewidywanych nakładów związanych jest z podłączeniem mocy wytwórczych z nowych źródeł do sieci przesyłowej, natomiast na zabezpieczenie działania sieci i budowę nowych transgranicznych linii przesyłowych przeznaczonych jest po 30% całości planowanych nakładów.

Dystrybucja

Dystrybucja to przesyłanie energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi do odbiorców końcowych. Poniższy rysunek przedstawia obszar działania największych operatorów systemu dystrybucyjnego w Polsce wraz z ich kluczowymi danymi operacyjnymi w 2012 roku.



Źródło: Raporty roczne i prezentacje wyników poszczególnych grup za 2012 rok.

Do odbiorców końcowych energii elektrycznej na polskim rynku energii elektrycznej zaliczamy odbiorców końcowych należących do grupy taryfowej G (głównie gospodarstwa domowe) oraz odbiorców przemysłowych. Według URE, na dzień 31 grudnia 2012 roku, w Polsce było około 16,7 mln odbiorców, z których około 90%

stanowiły gospodarstwa domowe. Łączne dostawy energii elektrycznej wyniosły w 2012 roku 122.859 GWh, a w pierwszym półroczu 2013 roku 61.700 GWh. W 2012 roku do gospodarstw domowych dostarczono około 24% łącznych dostaw energii elektrycznej, natomiast do odbiorców przemysłowych około 75% łącznych dostaw energii elektrycznej. W pierwszym półroczu 2013 roku proporcje te kształtowały się na takim samym poziomie. Tabela poniżej przedstawia dostawy energii elektrycznej w podziale na grupy taryfowe w latach 2010- 2012 oraz za okres 6 miesięcy zakończonych 30 czerwca 2013 roku (GWh).

	30 czerwca 2013		2012		2011		2010	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Dostawa z sieci odbiorcom końcowym:.....	61.700		122.859		121.942		119.529	
W tym:								
WN (grupa taryfowa „A”).....	12.649	21	26.485	22	26.483	22	25.067	21
SN (grupa taryfowa „B”).....	21.415	35	42.632	35	41.853	34	40.433	34
N (grupa taryfowa „C”).....	11.861	19	22.973	19	22.622	19	22.778	19
gospodarstwa domowe (grupa taryfowa „G”).....	4.599	24	29.325	24	29.412	24	29.807	25
Pozostałe	695	1	1.444	1	1.572	1	1.444	1

Źródło: ARE.

Dystrybucja energii jest dokonywana sieciami wysokich (110 kV, a w wyjątkowych przypadkach 220 kV), średnich (od 1 kV do 110 kV) oraz niskich (do 1 kV) napięć. W Polsce dystrybucją zajmują się spółki posiadające koncesję na dystrybucję energii elektrycznej. Według informacji URE, na dzień 17 października 2013 roku, 97 podmiotów posiadało koncesję uprawniającą do prowadzenia działalności dystrybucyjnej w Polsce. Działalność dystrybucyjna jest naturalnym monopolem na właściwym rynku lokalnym i podlega szczegółowym regulacjom, zwłaszcza w odniesieniu do taryf, opracowywanych przez spółki dystrybucyjne z uwzględnieniem zasad określonych przepisami prawa. Operatorzy systemu dystrybucyjnego są wyznaczani przez Prezesa URE na wniosek właściciela sieci dystrybucyjnej, na czas określony, nie dłuższy niż okres obowiązywania koncesji. Prezes URE określa jednocześnie obszar, na którym dany operator systemu dystrybucyjnego będzie prowadził działalność.

Stan techniczny sieci dystrybucyjnych jest zróżnicowany. W niektórych obszarach kraju występują problemy z utrzymaniem parametrów energii elektrycznej – głównie na terenach wiejskich (długie ciągi sieci niskiego napięcia). Modernizacji i przebudowy wymagają ciągi liniowe średniego napięcia i obwody niskiego napięcia, w których zainstalowane są przewody o małych przekrojach oraz linie, na końcach których spadki napięć przekraczają dopuszczalne normy.

Stan sieci dystrybucyjnej wpływa na poziom strat energii notowanych przez spółki dystrybucyjne. Straty energii elektrycznej obejmują: straty techniczne oraz straty handlowe (tzn. związane z poborem energii z pominięciem układu pomiarowego, bądź będące skutkiem ograniczonej dokładności układów pomiarowych lub niejednoczesności odczytów na wejściach i wyjściach z sieci). Ponadto straty energii zależą w głównej mierze od długości sieci dystrybucyjnych i innych parametrów technicznych sieci. Zmniejszenie strat energii na niskim napięciu w ostatnich latach to skutek działań OSD w kierunku modernizacji sieci oraz ograniczenia nielegalnego poboru energii.

W 2011 roku poziom strat sieciowych w Polsce wyniósł 8,7% i był o 1,4 p.p. wyższy od średniej europejskiej, która wynosiła 7,3%. Poniższa tabela przedstawia poziom strat sieciowych w wybranych krajach UE w latach 2009-2011.

Kraj	2011		2010		2009	
	(GWh)	(%) ⁽¹⁾	(GWh)	(%) ⁽¹⁾	(GWh)	(%) ⁽¹⁾
Unia Europejska - 27	200.844	7,3	209.464	7,4	191.731	7,1
Bulgaria.....	4.396	15,5	4.480	16,5	4.512	16,8
Czechy.....	4.405	7,8	4.466	7,8	4.487	8,2
Dania.....	2.388	7,6	2.555	8,0	2.366	7,5
Estonia.....	949	14,3	1.047	15,2	886	13,3
Francja.....	29.052	6,9	35.414	8,0	34.878	8,3
Niemcy.....	24.799	4,8	23.974	4,5	25.003	5,0
Grecja.....	2.820	5,4	3.783	7,1	3.223	5,9
Węgry.....	3.784	11,0	3.801	11,1	3.604	10,9
Włochy.....	20.848	6,9	20.570	6,9	20.352	7,0
Polska	10.638	8,7	11.851	10,0	12.533	11,1
Rumunia.....	7.141	16,7	7.058	17,1	7.029	18,7
Słowacja.....	500	2,0	856	3,5	782	3,4
Hiszpania.....	26.793	11,2	27.400	11,2	11.200	4,7

⁽¹⁾ W celu porównania wielkości strat sieciowych w Polsce i w innych krajach UE na potrzeby Prospektu, wielkość strat odniesiono do zużycia energii elektrycznej w poszczególnych krajach.

Źródło: Eurostat.

Obrót

Obrót energią elektryczną polega na jej zakupie od wytwórców lub innych podmiotów zajmujących się obrotem energią elektryczną w celu dalszej odsprzedaży. Na obrót energią elektryczną składają się hurtowy obrót energią elektryczną oraz sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Hurtowy obrót energią elektryczną dokonywany jest pomiędzy wytwórcami i przedsiębiorstwami obrotu (w tym sprzedawcami detalicznymi). Sprzedaż detaliczną jest sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców lub przedsiębiorstwa obrotu odbiorcom końcowym (zarówno gospodarstwom domowym jak i przedsiębiorcom). Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym wiąże się z obowiązkiem przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii w liczbie odpowiadającej części dostarczonej energii elektrycznej (zobacz „Surowce—Świadectwa pochodzenia”).

Prowadzenie działalności w zakresie obrotu energią elektryczną jest działalnością regulowaną i wymaga uzyskania stosownej koncesji, przy czym wydawany jest jeden rodzaj koncesji uprawniającej do prowadzenia zarówno działalności w zakresie obrotu hurtowego, jak i sprzedaży detalicznej energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa obrotu mogą nabywać oraz sprzedawać energię elektryczną od i do dowolnie wybranych podmiotów oraz mają prawo dostępu do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na równych zasadach, natomiast wszyscy odbiorcy w Polsce od 2007 roku mają prawo swobodnego wyboru podmiotu, który będzie im sprzedawał energię elektryczną (tzw. zasada TPA – Third Party Access).

Wobec niewielkiej liczby połączeń transgranicznych oraz ograniczeń technicznych i regulacyjnych w krajowym systemie energetycznym, obrót hurtowy energią elektryczną odbywa się przede wszystkim pomiędzy podmiotami działającymi na rynku krajowym.

Według danych ARE, w 2011 roku w Polsce sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców wyniosła 147.290 GWh, natomiast w 2012 roku wyniosła ona 143.957 GWh, co oznacza spadek o 2,3%. Według danych ARE, w pierwszym półroczu 2013 roku w Polsce sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców wyniosła 71.737 GWh.

Hurtowy obrót energią elektryczną w Polsce

Hurtowy obrót energią elektryczną w Polsce realizowany jest w ramach trzech segmentów: (i) kontraktów bilateralnych, (ii) transakcji giełdowych, a także (iii) rynku bilansującego. Poniższa tabela przedstawia strukturę sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym wg kierunków sprzedaży (z wyłączeniem działalności obrotowej) w latach 2010-2012 oraz w okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2013 roku.

Kierunki	30 czerwca 2013	2012	2011	2010
	%	%	%	%
Przedsiębiorstwa Obrotu/ Przedsiębiorstwa obrotu				
systemów dystrybucyjnych, w tym:.....	41,1	30,6	33,9	88,9
w ramach wł. grupy.....	33,0	19,0	17,9	67,0
Odbiorcy końcowi, w tym:				
umowy sprzedaży.....	0,3	0,2	0,1	0,6
umowy kompleksowe.....	1,3	1,2	0,9	0,3
Rynek giełdowy, w tym:.....	51,3	61,1	58,6	4,2
rynek terminowy.....	b.d.	b.d.	47,6	1,1
Rynek bilansujący	4,1	3,8	4,1	6,0

Źródło: ARE.

Wielkość sprzedaży w oparciu o kontrakty bilateralne zawierane, co do zasady, bezpośrednio pomiędzy sprzedawcą, będącym wytwórcą energii elektrycznej lub przedsiębiorstwem obrotu, a nabywcą energii

elektrycznej, zmniejszyły się o 59,7%, z 124,0 TWh w 2010 roku do 50,0 TWh w 2011 roku oraz o 11,8% do 44,1 TWh w 2012 roku. Do spadku przyczynił się m.in. obowiązek sprzedaży określonej ilości wytworzonej energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii (tzw. Obliga Giełdowe). W pierwszym półroczu 2013 roku sprzedaż energii przez wytwórców w oparciu o kontrakty bilateralne wyniosła około 30,0 TWh.

Kontrakty giełdowe zawierane są w Polsce przede wszystkim na Towarowej Giełdzie Energii w ramach następujących rynków: (i) Rynku Terminowego Towarowego, (ii) Rynku Dnia Następnego, (iii) Rynku Dnia Bieżącego, oraz (iv) Aukcji Energii. Ponadto, w ramach Towarowej Giełdy Energii S.A. funkcjonują rynki handlu świadectwami pochodzenia energii, gazu oraz rynek handlu uprawnieniami do emisji CO₂. W ostatnich latach model obrotu energią elektryczną przeszedł istotną reorganizację, wynikającą z nałożenia w 2010 roku na wytwórców energii elektrycznej obowiązku Obliga Giełdowego. Z tego powodu giełda energii elektrycznej jest obecnie jednym z najważniejszych segmentów hurtowego obrotu energią elektryczną. Sprzedaż prowadzona przez wytwórców na rynku giełdowym w roku 2011 wyniosła 86,4 TWh, co stanowiło 58,6% całego obrotu energią elektryczną, w roku 2012 wyniosła 88,0 TWh, co stanowiło 61,1% całego obrotu energią elektryczną. W pierwszym półroczu 2013 roku sprzedaż energii przez wytwórców na rynku giełdowym wyniosła około 36,8 TWh, co stanowiło 51,3% całego obrotu energią elektryczną. Rynek bilansujący pełni funkcję technicznego i handlowego bilansowania uczestników rynku i jest prowadzony przez PSE. Rynek bilansujący prowadzony jest na ściśle określonych zasadach zatwierdzanych przez Prezesa URE oraz służy równoważeniu odchyleń pomiędzy planowanymi a faktycznie wprowadzanymi do lub pobieranymi z sieci przesyłowej ilościami energii elektrycznej. W 2012 roku sprzedaż energii elektrycznej na rynku bilansującym wyniosła 5,5 TWh, co stanowiło 3,8% całego obrotu energią elektryczną. W porównaniu z 2011 rokiem, kiedy sprzedaż na rynku bilansującym wyniosła 6,0 TWh, sprzedaż na rynku bilansującym w 2012 roku spadła o 8,3%. W pierwszym półroczu 2013 roku sprzedaż energii przez wytwórców na rynku bilansującym wyniosła około 2,9 TWh, co stanowiło 4,1% całego obrotu energią elektryczną.

Rynek detaliczny energii elektrycznej w Polsce

Rynek dostaw do odbiorców końcowych obejmuje rynek detaliczny i odnosi się do transakcji, których stroną popytową są odbiorcy końcowi dokonujący zakupu na własny użytek. Wyróżniamy dwa typy odbiorców końcowych. Pierwszy stanowią odbiorcy indywidualni (gospodarstwa domowe- stanowiący grupę taryfową „G”). Druga grupa to odbiorcy kupujący energię elektryczną na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej.

Największymi uczestnikami detalicznego rynku sprzedaży energii elektrycznej po stronie podażowej są istniejący sprzedawcy energii elektrycznej, którzy pozostali w tej roli po przeprowadzeniu wydzielenia prawnego operatorów systemów dystrybucyjnych (*unbundling* OSD). Działają oni w charakterze sprzedawców z urzędu w odniesieniu do klientów, którzy nie zdecydowali się na wybór innego dostawcy energii elektrycznej, pomimo przysługującego im od lipca 2007 roku prawa do zmiany sprzedawcy.

Na sprzedaż detaliczną energii elektrycznej w Polsce w istotnym stopniu wpływa wymóg przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf. Obecnie spółki obrotu są zobowiązane do uzyskania zatwierdzenia taryf dla odbiorców końcowych z grupy taryfowej G. W stosunku do pozostałych taryf Prezes URE zniósł obowiązek zatwierdzenia taryf uznając, że rynek jest konkurencyjny.

W związku z odnotowywanym w Polsce stopniowym wzrostem produkcji energii ze źródeł odnawialnych, rośnie udział energii sprzedanej odbiorcom końcowym z tych źródeł. Udział odnawialnych źródeł energii w portfelu energii elektrycznej sprzedanej do odbiorców końcowych u poszczególnych grup energetycznych w 2012 roku wyniósł: (i) ENERGA około 18%, (ii) ENEA około 15%, (iii) Tauron około 9% oraz (iv) PGE około 6%.

Ceny energii elektrycznej

Wstęp

W ostatnich latach można zaobserwować znaczące zmiany na rynku energii elektrycznej w Polsce. Najistotniejsze zmiany dotyczyły stopniowego odchodzenia od zatwierdzania taryf w obrocie energią elektryczną na rzecz mechanizmów rynkowych, rozwiązania umów długoterminowych (KDT) oraz wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych (tzw. *unbundling*). Ważną rolę odegrał również rozwój platform internetowych i polskiej Towarowej Giełdy Energii S.A., co umożliwiło zorganizowany obrót energią elektryczną.

Pomimo, iż polski rynek energii elektrycznej został poddany istotnej liberalizacji, ceny energii elektrycznej w Polsce nadal różnią się od średnich cen energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Porównując ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych oraz gospodarstw domowych średniej wielkości, w Polsce ceny te są istotnie niższe od cen w wybranych krajach europejskich. Tabela poniżej przedstawia bardziej szczegółowe dane

dotyczące cen energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych oraz gospodarstw domowych średniej wielkości w Polsce oraz w innych, wybranych krajach UE w roku 2012.

Kraj	Cena dla przemysłu ⁽¹⁾ (euro za 1 MWh)	Cena dla gospodarstw domowych ⁽²⁾ (euro za 1 MWh)	Kraj	Cena dla przemysłu ⁽¹⁾ (euro za 1 MWh)	Cena dla gospodarstw domowych ⁽²⁾ (euro za 1 MWh)
UE (27 krajów członkowskich)	95,4	134,2	Grecja	100,6	106,5
Niemcy	89,5	144,1	Portugalia	105,0	110,5
Francja	80,9	98,6	Bułgaria	68,4	70,6
Wielka Brytania	109,7	160,3	Węgry	100,0	119,7
Włochy	119,3	144,5	Dania	82,9	131,4
Hiszpania	115,5	176,6	Słowacja	127,3	140,0
Polska	86,9	110,6	Irlandia	129,3	185,0
Szwecja	80,4	131,2	Słowenia	87,2	119,3
Holandia	80,5	131,7	Estonia	64,7	77,1
Belgia	95,0	159,0	Łotwa	110,3	113,8
Czechy	102,8	123,5	Litwa	113,5	104,2
Finlandia	68,4	108,9	Cypr	217,1	233,8
Austria	90,5	143,3	Luksemburg	100,7	146,8
Rumunia	83,3	79,5	Malta	180,0	161,5

⁽¹⁾ Średnia krajowa cena, bez uwzględniania podatków za pierwsze półrocze roku 2012 dla odbiorców przemysłowych średniej wielkości (Zakres standardowego zużycia Ic (Consumption Band Ic) z rocznym zużyciem pomiędzy 500 MWh a 2.000 MWh).

⁽²⁾ Średnia krajowa cena, bez uwzględniania podatków za pierwsze półrocze roku 2012 dla gospodarstw domowych średniej wielkości (Zakres standardowego zużycia (Consumption Band Dc) z rocznym zużyciem pomiędzy 2.500 kWh a 5.000 kWh).

Źródło: Eurostat.

Analizując ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w różnych krajach należy wziąć pod uwagę fakt, że ceny energii elektrycznej w Polsce, pomimo znacznie niższego poziomu niż w innych krajach europejskich, nie muszą zrównać się ze średnimi cenami energii elektrycznej w innych krajach europejskich ze względu na wpływ wielu lokalnych czynników.

Ceny energii elektrycznej

W 2012 roku, średnia cena na rynku hurtowym, czyli cena po której wytwórcy sprzedawali energię elektryczną wyniosła 203,4 PLN za 1 MWh i była o 2,2% wyższa niż średnia cena po której wytwórcy sprzedawali energię elektryczną w 2011 roku. W 2012 roku średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej przez wytwórców do przedsiębiorstw obrotu wyniosła 202,4 PLN za 1 MWh i była o 2,6% wyższa niż ta średnia cena w roku 2011. W 2012 roku średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej przez wytwórców do odbiorców końcowych wynosiła 237,3 PLN za 1 MWh i była o 1,2% wyższa niż cena sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców do odbiorców końcowych w roku 2011. Poniższa tabela szczegółowo przedstawia średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym przez wytwórców w podziale na segmenty rynku w latach 2010-2012.

	2012	2011	2010
	(PLN za 1 MWh)		
Sprzedaż do odbiorców końcowych	237,3	234,5	245,3
Sprzedaż na rynku bilansującym	191,2	206,3	207,4
Sprzedaż na giełdzie energii elektrycznej	203,8	199,4	204,8
Sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu	202,4	197,2	187,8
Eksport	199,8	194,8	0,0
Pozostała sprzedaż	208,8	201,1	205,5
Średnio	203,4	199,1	190,7

Źródło: URE.

Poniższa tabela przedstawia średnie ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym tzn. obejmującym sprzedaż energii elektrycznej (wolumen sprzedaży oraz wartość sprzedanej energii) realizowaną przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych i na giełdę energii. Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie jest uwzględniana w algorytmie wyznaczania ceny na rynku konkurencyjnym ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

Rok	2013 ⁽²⁾	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Cena (PLN/MWh) ⁽¹⁾	195,1	201,4	199,0	195,3	197,2	155,4	128,8	119,7	117,5	118,0

⁽¹⁾ W przypadku zintegrowanych pionowo grup kapitałowych do wyliczenia ceny brany jest pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej i wartość jej sprzedaży do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz na giełdę energii.

⁽²⁾ Dane wstępne.

Źródło: URE.

Na detaliczną cenę energii elektrycznej (bez opłaty dystrybucyjnej) ma wpływ wiele czynników, w tym czynniki rynkowe, regulacyjne oraz średnie hurtowe ceny energii elektrycznej. Zgodnie z danymi ARE, w 2011 roku średnia detaliczna cena energii elektrycznej wynosiła 263,6 PLN/MWh, a w 2012 roku wynosiła 271,0 PLN/MWh, co stanowiło wzrost o 2,8%.

Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, w tym z opłatą dystrybucyjną (w ramach tzw. umów kompleksowych) w 2012 roku wyniosła 469,4 PLN za 1 MWh, natomiast w 2011 roku cena ta, wraz z opłatą dystrybucyjną, wyniosła 442,9 PLN za 1 MWh.

W Polsce odbiorcy końcowi są podzieleni na grupy taryfowe w zależności od napięcia sieci, do której są przyłączeni. Zgodnie z danymi ARE w 2012 roku odbiorcy końcowi Grupy A (tj. odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu nie niższym niż 110 kV) zużyli 26,5 TWh za średnią cenę (obejmującą opłaty przesyłowe i dystrybucyjne) 320,2 PLN za 1 MWh, podczas gdy odbiorcy końcowi Grupy B (tj. odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV i niższym od 110 kV) zużyli 42,6 TWh za średnią cenę 373,9 PLN za 1 MWh. Małe i średnie przedsiębiorstwa (tj. odbiorcy końcowi Grupy C, przyłączeni do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV) zgodnie z danymi ARE zużyli 22,9 TWh energii elektrycznej za średnią cenę (obejmującą opłaty przesyłowe i dystrybucyjne) 566,1 PLN (Grupa C). Natomiast gospodarstwa domowe i rolne (tj. odbiorcy końcowi Grupy G) zużyli 29,3 TWh energii elektrycznej za średnią cenę (obejmującą opłaty przesyłowe i dystrybucyjne) 504,7 PLN (Grupa G) za 1 MWh. Poniższa tabela przedstawia średnie ceny energii elektrycznej wraz z opłatami przesyłowymi i za dystrybucję za okres 2010-2012 oraz za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku, w podziale na odbiorców z poszczególnych grup taryfowych.

	Energia elektryczna ⁽¹⁾				30 czerwca 2013	Przesył i dystrybucja			30 czerwca 2013	Razem energia elektryczna, przesył i dystrybucja			
	30 czerwca 2013	2012	2011	2010		30 czerwca 2013	2012	2011		2010	2012	2011	2010
Grupa A	234,5	253,3	244,4	234,9	64,9	66,9	64,6	65,2	299,4	320,2	309,0	300,1	
Grupa B	260,5	270,9	265,6	263,7	101,9	102,9	96,4	92,8	362,4	373,9	362,1	356,5	
Grupa C	330,9	329,1	311,1	298,2	240,3	237,1	222,7	207,7	571,2	566,1	534,1	505,9	
Grupa G	284,5	282,5	267,6	250,0	222,9	222,2	209,8	201,0	507,4	504,7	477,4	451,0	
Ogółem	285,0	287,9	275,3	264,5	184,4	181,5	167,5	156,3	469,4	469,4	442,9	420,8	

⁽¹⁾Ceny sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe w przedsiębiorstwach obrotu – dawne spółki dystrybucyjne (dotyczy danych za lata 2010-2012).

Źródło: ARE.

Konkurencja

W rezultacie procesów restrukturyzacyjnych oraz konsolidacyjnych opisanych w punkcie „—Rynek energii elektrycznej—Historia” na polskim rynku energetycznym, oprócz Grupy ENERGA, działają trzy główne grupy energetyczne: PGE, Tauron i Enea. Z racji swojej struktury, grupy te zajmują silną pozycję na rynku. Według danych na dzień 31 grudnia 2012 roku wytworzyły one łącznie 91,4 TWh energii elektrycznej netto w Polsce oraz posiadały udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych na poziomie około 92%.

Główne podmioty w sektorze wytwarzania energii elektrycznej

Według danych URE za 2012 rok, największymi grupami energetycznymi na polskim rynku pod względem ilości wytwarzanej energii elektrycznej, były: PGE, Tauron, EDF, Enea oraz ZE PAK. Produkcja brutto Grupy ENERGA wyniosła w 2012 roku 4,1 TWh, co odpowiada około 3% produkcji energii elektrycznej brutto w Polsce w 2012 roku. Poniższa tabela przedstawia wybrane dane dotyczące głównych wytwórców energii elektrycznej w Polsce w latach 2011- 2012 oraz za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku.

Spółka	Wytwarzanie - Produkcja netto ⁽¹⁾					
	30 czerwca 2013 ⁽²⁾		2012		2011	
	(Ilość TWh)	(Udział %)	(Ilość TWh)	(Udział %)	(Ilość TWh)	(Udział %)
PGE	28,2	40,0	57,1	39,3	56,5	38,5
Tauron	9,8	13,9	19,1	13,1	21,4	14,6
Enea	6,0	8,5	11,5	7,9	11,4	7,8
ENERGA.....	2,3	3,3	3,7	2,5	4,3	2,9
Pozostałe	24,3	34,3	54,0	37,2	53,2	36,2
Razem	70,6	100,0	145,4	100,0	146,8	100,0

⁽¹⁾ Produkcja energii elektrycznej netto podawana jako produkcja energii elektrycznej brutto pomniejszona o zużycie prądu w elektrowniach na potrzeby przemian energetycznych.

⁽²⁾ Dane wstępne ARE.

Źródło: ARE, publicznie dostępne informacje spółek za lata 2011 i 2012 – raporty roczne i prezentacje wyników.

Główne podmioty w sektorze dystrybucji energii

Według danych URE za 2012 rok, głównymi operatorami systemu dystrybucyjnego w Polsce byli: PGE Dystrybucja S.A., ENEA Operator sp. z o.o., TAURON Dystrybucja S.A. ENERGA-OPERATOR S.A. Pozostałymi operatorami systemu dystrybucyjnego byli lokalni przemysłowi dystrybutorzy energii.

Udział poszczególnych spółek w dystrybucji energii elektrycznej w latach 2011-2012 oraz za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku.

Spółka	Dystrybucja energii					
	30 czerwca 2013		2012		2011	
	(Ilość TWh)	(Udział %)	(Ilość TWh)	(Udział %)	(Ilość TWh)	(Udział %)
PGE	15,6	25,3	31,3	25,5	31,1	25,5
Tauron	24,0	39,0	47,9	39,0	52,81	43,3
Enea	8,7	14,1	17,2	14,0	17,1	14,0
ENERGA.....	10,1	16,4	20,1	16,4	19,6	16,1
Pozostałe.....	3,3	5,2	6,4	5,2	1,3	1,1
Razem ⁽¹⁾	61,7	100,0	122,9	100,0	121,9	100

⁽¹⁾ Dostawa z sieci odbiorcom końcowym według ARE.

Źródło: ARE, publicznie dostępne informacje spółek za lata 2011 i 2012 – raporty roczne i prezentacje wyników.

Zgodnie z danymi publikowanymi przez głównych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce oraz Europie, w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku działalność dystrybucyjna wygenerowała, odpowiednio, 29%, 51% oraz 49% skonsolidowanej EBITDA PGE, Tauron i ENEA, w porównaniu z 97% i 100% brytyjskiej grupy National Grid oraz belgijsko-niemieckiej grupy Elia, przy czym nie można wykluczyć, że z uwagi na rozbieżności w przyjętej przez wskazane podmioty polityce rachunkowości, jak również samej metodzie kalkulacji wskaźnika EBITDA przez każdy z tych podmiotów, wskaźniki te mogą nie być w pełni porównywalne (w szczególności w przypadku grupy National Grid zaprezentowana wartość uwzględnia EBITDA z regulowanej działalności wytwórczej).

Główne podmioty w sektorze obrotu energią

Według danych URE za 2012 rok, głównymi podmiotami w sektorze obrotu były cztery największe grupy energetyczne: Grupa Tauron, Grupa PGE, Grupa ENERGA, Grupa Enea. W 2012 roku do odbiorców końcowych sprzedano łącznie 121,7 TWh energii elektrycznej, z czego powyżej wymienione grupy sprzedały razem 112,1 TWh, co stanowiło 92% łącznej sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Poniższa tabela przedstawia udział poszczególnych spółek w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych za lata 2010-2012.

Udział poszczególnych spółek w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w latach 2011-2012 oraz za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2013 roku.

Sprzedaż do odbiorców końcowych

Grupa	30 czerwca 2013		2012		2011	
	Ilość (TWh)	Udział (%)	Ilość (TWh)	Udział (%)	Ilość (TWh)	Udział (%)
Tauron ⁽¹⁾	20,9	34,8	44,7	36,7	35,5	29,6
PGE.....	17,9	29,8	31,9	26,2	31,6	26,4
ENERGA.....	9,3	15,5	20,5	16,8	19,3	16,1
Enea.....	6,6	11,0	14,9	12,2	14,7	12,3
Razem.....	54,7	91,1	112,1	92,1	101,1	84,3
Ogółem na rynku krajowym⁽²⁾	60,1	100,0	121,7	100	119,9	100

⁽¹⁾ Dane za 2011 rok nieskorygowane po przejściu, pod koniec 2011 roku, Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego S.A. przez TAURON Polska Energia S.A.

⁽²⁾ Sprzedaż odbiorcom końcowym według ARE.

Źródło: ARE, publicznie dostępne informacje spółek za rok 2011 i 2012 – raporty roczne i prezentacje wyników.

Rozwój energetyki jądrowej

Jednym z podstawowych kierunków wyznaczonych przez Politykę Energetyczną Polski do 2030 roku jest dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej m.in. poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej. 13 stycznia 2009 roku Rada Ministrów podjęła uchwałę o podjęciu działań na rzecz przygotowania i wdrożenia Programu polskiej energetyki jądrowej, która zobowiązała Ministra Skarbu Państwa do zapewnienia wiodącej roli PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. przy realizacji tego Programu. Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 12 maja 2009 roku został ustanowiony Pełnomocnik Rządu do spraw Polskiej Energetyki Jądrowej i określone zostały jego kompetencje. Pełnomocnik odpowiada m. in. za koordynowanie i nadzorowanie działań na rzecz przygotowania otoczenia regulacyjnego i instytucjonalnego, koniecznych dla wdrożenia Programu polskiej energetyki jądrowej. Głównymi obszarami działań na rzecz rozwoju energetyki jądrowej w Polsce są m.in.: dostosowanie ram prawnych dla sprawnego przeprowadzenia procesu, pozyskanie społecznej akceptacji, wyszkolenie odpowiednich kadr, przygotowanie zaplecza badawczego, wybór lokalizacji dla elektrowni oraz składowisk odpadów radioaktywnych, przygotowanie rozwiązań cyklu paliwowego zapewniających Polsce trwałą i bezpieczny dostęp do paliwa jądrowego. W efekcie prowadzonych działań dotyczących energetyki jądrowej w lipcu 2009 roku Ministerstwo Gospodarki opublikowało (przygotowany przez Pełnomocnika Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej) ramowy harmonogram działań dla energetyki jądrowej. W 2011 roku Sejm uchwalił dwa kluczowe akty prawne dla energetyki jądrowej: ustawę o zmianie ustawy – Prawo atomowe oraz niektórych innych ustaw, a także ustawę o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących. Badania lokalizacyjne i środowiskowe dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, o mocy około 3000 MWe, prowadzone będą równolegle w dwóch lokalizacjach – Choczewo (województwo pomorskie) i Żarnowiec (województwo pomorskie).

Surowce

Wprowadzenie

Paliwa wykorzystywane w polskim sektorze energetycznym pochodzą głównie z krajowych zasobów naturalnych. Polska dysponuje znaczącymi zasobami węgla kamiennego i brunatnego, pewnymi zasobami gazu ziemnego oraz marginalnymi zasobami ropy naftowej. Dostępność wymienionych paliw jest kluczowym czynnikiem decydującym o aktualnej strukturze i strategii rozwoju sektora energetycznego. Poniższa tabela przedstawia główne paliwa wydobywane w Polsce.

Polska	2012	2011	2010
węgiel kamienny (mln t)	79,6	76,2	76,6
węgiel brunatny (mln t)	64,2	62,8	56,4
gaz ziemny (hm ³)	5.780	5.823	5.666

Źródło: GUS.

Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku zakłada wykorzystywanie węgla (kamiennego i brunatnego), jako głównych paliw w sektorze elektroenergetycznym, w celu utrzymania bezpieczeństwa energetycznego kraju na odpowiednim poziomie. W roku 2012, 83,7% energii elektrycznej wyprodukowanej w Polsce wytworzono z węgla kamiennego i brunatnego. Średni udział wymienionych paliw w produkcji energii elektrycznej na świecie, pozostaje na zasadniczo niezmiennym poziomie i przekracza nieco ponad 40%. Wykorzystanie węgla (kamiennego i brunatnego) w procesie wytwarzania energii elektrycznej wymaga poniesienia dodatkowych nakładów kapitałowych na ograniczenie wpływu tego procesu na środowisko naturalne, spowodowanego emisją zanieczyszczeń (takich jak CO₂, SO₂, NO_x oraz pyłów), które towarzyszą spalaniu tych paliw.

Na przestrzeni ostatnich lat, zużycie węgla brunatnego i kamiennego nieznacznie spadło, a jednocześnie wzrosło zużycie gazu i biomasy.

Węgiel kamienny

Polska jest największym producentem węgla kamiennego w Europie (nie licząc Rosji) oraz jego liczącym się producentem w skali światowej. Zgodnie z danymi GUS, w 2012 roku produkcja węgla kamiennego wyniosła 79,6 mln ton, co stanowi wzrost o 4,5% w stosunku do roku poprzedniego.

Łączne wydobycie węgla kamiennego w Polsce w 2011 roku stanowiło 40% całkowitego wydobycia w Europie (nie licząc Rosji) oraz 1,2% światowego, co daje Polsce dziewiąte miejsce na świecie. Na koniec 2012 roku Polska miała 48,2 mld ton węgla w udokumentowanych zasobach węgla kamiennego. Według Państwowego Instytutu Geologicznego, zasoby węgla kamiennego w Polsce zlokalizowane są w trzech zagłębiach: Górnośląskim, Lubelskim i Dolnośląskim. Obecnie węgiel wydobywany jest w Zagłębiu Górnośląskim, gdzie zlokalizowana jest większość czynnych kopalni węgla, oraz z jednej kopalni w Zagłębiu Lubelskim. Węgiel kamienny wydobywany jest w ponad 30 kopalniach głębinowych.

Zasoby węgla kamiennego w Polsce (w mln ton).

Nazwa zasobu	Liczba złóż	Zasoby	
		Bilans zasobów geologicznych	Zasoby przemysłowe
Zagłębie Dolnośląskie	7	359,7	-
Zagłębie Górnośląskie	128	38.606,4	3.897,0
Zagłębie Lubelskie	11	9.259,5	313,6
Razem:	146	48.225,6	4.210,6

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny.

Główne przedsiębiorstwa wydobywcze w Polsce to Kompania Węglowa S.A., Jastrzębska Spółka Węglowa S.A., Katowicki Holding Węglowy S.A. i Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., z których wszystkie, z wyjątkiem spółki Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., są spółkami z większościowym udziałem Skarbu Państwa. W 2009 roku, Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. a w 2011 roku Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. debiutowały na GPW.

Wydobycie, zużycie, import oraz eksport węgla kamiennego w Polsce w latach 2004-2012 (w mln ton).

Rok	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Wydobycie	79,6	76,4	76,7	78,0	84,3	88,3	95,2	98,0	100,0
Zużycie w elektrowniach i elektrociepłowniach	b.d.	43,8	44,1	41,5	43,6	47,5	47,3	b.d.	b.d.
Import ⁽¹⁾	10,2	14,8	14,2	10,8	10,3	5,9	5,3	3,4	2,3
Eksport ⁽¹⁾	7,1	5,8	10,6	8,4	8,5	11,9	16,7	19,4	b.d.

⁽¹⁾ Wielkości obejmują węgiel kamienny, brykiety, brykiety oraz paliwa stałe wytwarzane z węgla.

Źródło: GUS.

Średnia cena węgla kamiennego w Polsce w 2012 roku wyniosła 12,8 PLN/GJ co stanowi wzrost o 7% w stosunku do 2011 roku. W 2011 roku, średnia cena węgla kamiennego w transakcjach terminowych w Europie (CIF ARA) wyniosła 3,5 EUR/GJ, co oznacza wzrost o blisko 20% w porównaniu ze średnimi cenami w 2010 roku.

Właściwości fizyczne węgla kamiennego umożliwiają jego transport na duże odległości. Węgiel kamienny przewożony jest głównie koleją a na większe odległości – drogą morską. Od 2000 roku rośnie import węgla kamiennego do Polski, od około 1.5 mln ton w 2000 roku do ponad 10 mln ton w 2012 roku. W roku 2012 wyeksportowano około 7.1 mln ton węgla kamiennego wydobytego w Polsce.

Według Niemieckiej Agencji Towarowej (Deutsche Rohstoffagentur), do największych producentów węgla kamiennego na świecie zaliczane są Chiny, USA i Indie. Pozostałymi znaczącymi producentami są Australia, RPA, Rosja, Indonezja, Kazachstan, Polska i Kolumbia.

Węgiel brunatny

Według Niemieckiej Agencji Towarowej (Deutsche Rohstoffagentur), do największych producentów węgla brunatnego na świecie zaliczane są przede wszystkim Niemcy. Pozostałymi znaczącymi producentami są Stany Zjednoczone, Australia, Rosja, Polska, Chiny. Zgodnie z informacjami GUS za 2012 rok, produkcja węgla brunatnego w Polsce wyniosła 64,2 mln ton, co stanowiło wzrost o 2,2% w stosunku do roku poprzedniego.

Wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 2002-2012.

Rok	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002
wydobycie (mln ton)	64,2	62,8	56,4	56,9	59,4	57,5	60,8	61,6	61,1	60,9	58,2

Źródło: GUS.

Węgiel brunatny jest paliwem tańszym (w przeliczeniu na jednostkę energii) od węgla kamiennego. Najtańszą i najszerzej stosowaną metodą wydobycia węgla brunatnego jest górnictwo odkrywkowe. W praktyce, węgiel brunatny jest wydobywany wyłącznie na potrzeby krajowego sektora energetycznego. Wynika to głównie z faktu, iż węgiel brunatny wydobywany w Polsce jest węglem miękkim, trudnym do transportu i składowania. Wydobywany węgiel brunatny dostarczany jest bezpośrednio z kopalni odkrywkowej do pobliskiej elektrowni, co obniża koszty transportu. Z tego względu wydobycie węgla brunatnego jest ściśle skorelowane z ilością energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrownię zlokalizowaną w sąsiedztwie kopalni.

Krajowy węgiel brunatny jest w około 98% kupowany przez trzy duże przedsiębiorstwa energetyki zawodowej: (i) PGE Elektrownia Bełchatów S.A. kupuje węgiel od PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów S.A., (ii) PGE Elektrownia Turów S.A. kupuje węgiel od PGE Kopalni Węgla Brunatnego Turów S.A., oraz (iii) Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. kupuje węgiel od Kopalni Węgla Brunatnego Adamów S.A. i Kopalni Węgla Brunatnego Konin S.A.

Zgodnie z danymi Państwowego Instytutu Geologicznego, na terenie Polski znajduje się 86 złóż węgla brunatnego. Zasoby w złożach eksploatowanych wynoszą 1,7 mld ton, natomiast zasoby w złożach niezagospodarowanych wynoszą około 18,1 mld ton, z czego 4,1 mld zasobów mieści się w złożach, które zostały szczegółowo rozpoznane a 14 mld ton w złożach, które zostały poddane jedynie wstępnej ocenie.

W związku z faktem, że węgiel brunatny, co do zasady, nie jest przedmiotem obrotu transgranicznego, głównie z uwagi na wspomnianą nieopłacalność transportowania go na dłuższe odległości, jego ceny są ustalane w ramach indywidualnych umów pomiędzy kopalniami a elektrowniami zawieranych na rynku krajowym. Według danych ARE, w okresie od stycznia do grudnia 2012 roku średni koszt węgla brunatnego w sektorze energetyki wyniósł 7,2 PLN/GJ, podczas gdy średni koszt węgla kamiennego w sektorze energetyki wyniósł 12,8 PLN/GJ.

Gaz ziemny

Zgodnie z danymi GUS, wydobycie gazu ziemnego w 2012 roku w Polsce wyniosło 5.780 hm³ i zmniejszyło się o 0,7% w stosunku do 2011 roku. W 2012 roku stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wyniósł 140,1 mld m³ (zasoby bilansowe i pozabilansowe) i w porównaniu z rokiem poprzednim zmniejszył się o 4,8 mld m³. Ubytek zasobów powstał głównie w wyniku wydobycia. Zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wynoszą 115,8 mld m³, co stanowi 83% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2012 roku wyniosły 66,4 mld m³.

Według danych URE, w 2012 roku łączne zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 15,4 mld m³, z czego jedynie 4,3 mld m³ gazu ziemnego pochodziło ze źródeł krajowych. Głównymi nabywcami gazu ziemnego są zakłady przemysłu chemicznego i ciężkiego.

Według danych PGNiG będącego podmiotem dominującym na krajowym rynku gazu ziemnego, w 2012 roku prowadzony przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. import gazu ziemnego wysokometanowego wyniósł 11,0 mld m³ w porównaniu z 10,9 mld m³ w 2011 roku oraz 10,1 mld m³ w 2010 roku. PGNiG importuje gaz ziemny głównie z kierunku wschodniego (około 82% swojego importu gazu ziemnego w 2012 roku pochodzi z Rosji i Azji Środkowej) oraz z Niemiec (około 13% swojego importu gazu ziemnego w 2012 roku). W 2012 roku istotnie wzrósł import gazu ziemnego z Czech (z 0,2 mln m³ w 2011 roku do 0,6 mld m³). W 2012 roku import gazu ziemnego z Czech stanowił 5,1% importu. Ze względu na fakt, iż około 58% gazu ziemnego zużywanego w Polsce jest importowane od OOO „Gazprom export”, spółki mającej siedzibę w Rosji, Polska jest istotnie uzależniona od dostaw od tego kontrahenta.

Importowany gaz dostarczany jest do Polski głównie z kierunku wschodniego, przy wykorzystaniu gazociągu jamalskiego oraz łączników w Drozdowiczach (Polska-Ukraina) i Wysokoje (Polska-Białoruś). Dwa pozostałe łączniki na wschodniej granicy, w Hrubieszowie (Ukraina) i Tietierowce (Białoruś) mają znaczenie lokalne. Ponadto, istnieje możliwość importu z kierunku zachodniego, za pomocą interkonektora Polska-Niemcy w Lasowie (1,5 mld m³ rocznie) i tzw. wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim (około 2,3 mld m³ rocznie), oraz południowego, łącznikiem w Cieszynie (0,5 mld m³ rocznie). Z myślą o dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz rozważa się również budowę interkonektorów między Polską a Litwą oraz Polską a Słowacją, a także ukończenie w 2014 roku terminalu LNG w Świnoujściu, na wybrzeżu Morza Bałtyckiego. Ponadto, polski operator systemu przesyłowego gazu, GAZ-SYSTEM S.A., planuje budowę gazociągów w Polsce północno-zachodniej i środkowej oraz na Dolnym Śląsku, a także uruchomienie fizycznego rewersu gazociągu jamalskiego.

Inne źródła planowanej dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz obejmują wydobycie gazu z niekonwencjonalnych źródeł krajowych (gaz łupkowy i szczelinowy), niezwłocznie po stwierdzeniu występowania nadających się do eksploatacji złóż. W marcu 2012 roku Państwowy Instytut Geologiczny opublikował raport, w którym oszacował, iż łączne zasoby gazu łupkowego (niekonwencjonalnego) nadającego się do wydobycia mogą wynieść maksymalnie 1.920 mld m³ lecz najprawdopodobniej wynoszą między 346 mld m³ a 768 mld m³. Oznaczałoby to, że niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego byłyby od 2,5 do 5,5 razy większe od udokumentowanych dotychczas złóż konwencjonalnych. W ciągu ostatnich kilku lat perspektywa wydobycia gazu łupkowego była istotnym elementem rynku gazu ziemnego w Polsce. Według Ministerstwa Środowiska, na dzień 1 czerwca 2013 roku wydanych zostało 108 koncesji na poszukiwanie zasobów ropy naftowej i gazu, konwencjonalnych i zawartych w łupkach. Wiercenia rozpoczęły się w czerwcu 2010 roku w pobliżu miejscowości Lebień w województwie pomorskim. Według Ministerstwa, planowanych jest wykonanie 233 odwiertów poszukiwawczych do 2017 roku. Jednakże do 30 lipca 2013 roku wykonano jedynie 48 takich odwiertów. Szacunki krajowych zasobów gazu łupkowego są bardzo rozbieżne i nie zostały dotąd potwierdzone. W 2014 roku Państwowy Instytut Geologiczny przewiduje opublikowanie raportu na temat krajowych zasobów gazu łupkowego sporządzonego na podstawie wykonanych do tego czasu wierceń.

Do 20 grudnia 2012 roku obrót gazem odbywał się wyłącznie w drodze umów bilateralnych, obecnie obrót gazem odbywa się również na rynku gazu w ramach Towarowej Giełdy Energii S.A. Średnie ceny gazu dla odbiorców przemysłowych rosły od 2006 roku. Ceny gazu w Polsce są silnie regulowane i obowiązują na nie taryfy, ustalone przez Prezesa URE. Zgodnie z danymi Eurostatu średnia cena gazu w Polsce dla odbiorców przemysłowych, z wyłączeniem podatków, w 2011 roku oraz 2010 roku wynosiła odpowiednio 9,11 EUR/GJ oraz 8,40 EUR/GJ. Dla porównania, w tych samych okresach średnia cena gazu dla odbiorców przemysłowych w całej Unii Europejskiej wynosiła, odpowiednio 8,9 EUR/GJ oraz 7,9 EUR/GJ.

Biomasa

Energia elektryczna może być produkowana z biomasy roślinnej (rolnej lub leśnej) lub biomasy pochodzenia zwierzęcego, jako produkt uboczny produkcji rolnej, hodowli lub przetwarzania żywności.

W ostatnich latach biomasa leśna stanowiła główny typ biomasy wykorzystywanej do produkcji energii elektrycznej. Do 2015 roku, z uwagi na obowiązujące przepisy, Polska będzie musiała zmniejszyć zużycie biomasy leśnej. Po tej dacie biomasa leśna, w ograniczonej ilości, będzie mogła być wykorzystywana w blokach przeznaczonych do wyłącznego spalania biomasy.

Według danych CIRE, zużycie biomasy wzrosło gwałtownie, szczególnie w ciągu roku 2009, w którym nastąpił wzrost z mniej niż 3 mln GJ w styczniu do 4,8 mln GJ w grudniu. Zużycie tego paliwa ustabilizowało się w 2010 roku na poziomie średniego rocznego zużycia biomasy wynoszącego 4,5 mln GJ miesięcznie. Według prognoz zużycie biomasy w kolejnych latach miało wzrosnąć ze względu na fakt budowy nowych jednostek wytwórczych do wyłącznego spalania biomasy, a także modernizacji istniejących instalacji polegającej na przystosowaniu jednostek wytwórczych do wyłącznego spalania biomasy, pod warunkiem utrzymania systemu wsparcia na poziomie zapewniającym ekonomiczną opłacalność projektów.

Biomasa jest sprzedawana bezpośrednio przez wytwórców lub w drodze transakcji na giełdzie biomasy. Według danych pochodzących z Internetowej Giełdy Biomasy, w grudniu 2011 roku cena biomasy leśnej wynosiła od 18 PLN do 27 PLN za 1 GJ, a biomasy rolnej od 25 PLN do 30 PLN za 1 GJ. W grudniu 2012 roku cena biomasy leśnej wynosiła od 18 PLN do 27 PLN za 1 GJ, a biomasy rolnej od 25 PLN do 33 PLN za 1 GJ.

Jedną ze spółek Grupy ENERGA, ENERGA Elektrownie Ostrołęka jest największym producentem energii elektrycznej i ciepłej w północno-wschodniej Polsce. Spółka ta jest jednym z pierwszych polskich przedsiębiorstw energetycznych zagospodarowujących biomasę pochodzenia roślinnego, będąc pierwszym w Polsce posiadaczem dużej jednostki energetycznej przystosowanej do spalania biomasy pochodzenia leśnego w postaci kotła fluidalnego o mocy 35 MWt.

Rynek uprawnień do emisji CO₂

Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach zasilanych paliwami kopalnymi wiąże się z emisją dużych ilości CO₂, które podlegają programowym ograniczeniom w UE.

W zależności od charakteru zainstalowanych mocy wytwórczych największe grupy energetyczne w Polsce wykazują zróżnicowany poziom emisji CO₂ na jednostkę wytworzonej energii. W 2012 roku Grupa ENERGA wyemitowała 723 tony CO₂/1 GWh, PGE 1.064 tony CO₂/1 GWh, Tauron 787 ton CO₂/1 GWh, a ENEA 839 ton CO₂/1 GWh.

Jednym z elementów programu ograniczania emisji CO₂ jest nałożony na wytwórców energii elektrycznej obowiązek nabywania uprawnień do emisji CO₂. Spółki wytwórcze mogą otrzymać takie uprawnienia w drodze bezpłatnych alokacji lub kupić je na rynku. Ceny uprawnień do emisji CO₂ podlegają znaczącym wahaniom ze

względu na zmieniające się oczekiwania dotyczące popytu na energię elektryczną, zmiany cen podstawowych paliw dla sektora energetycznego, dostaw niekonwencjonalnych źródeł energii lub zmian w otoczeniu makroekonomicznym lub regulacyjnym.

Średnie ceny uprawnień do emisji CO₂ na rynku SPOT na przestrzeni roku 2012

	I 2012	II 2012	III 2012	IV 2012	V 2012	VI 2012	VII 2012	VIII 2012	IX 2012	X 2012	XI 2012	XII 2012
Spot EUA (euro) za tonę.....	6,9	8,5	7,6	6,9	6,7	7,1	7,5	7,6	7,7	7,9	7,5	6,6

Źródło: www.cire.pl.

W ostatnich miesiącach ceny uprawnień do emisji CO₂ na rynku SPOT znacząco spadły. Cena na dzień 30 lipca 2013 roku wyniosła maksymalnie 4,33 EUR za 1 tonę. Główną przyczyną spadku ceny była nadpodaż uprawnień do emisji CO₂ w UE (*European Union Allowances- EUA*). Podaż pozostaje na niezmiennym poziomie, ponieważ alokacje zostały dokonane w 2008 roku i nie zmieniły się do tej pory. Zmniejszeniu uległ natomiast popyt, co było skutkiem, m.in. kryzysu finansowego z 2008 roku, obecnego spowolnienia gospodarczego, łagodnych temperatur i szybkiego wzrostu produkcji z odnawialnych źródeł energii. Pomimo zmieniającej się sytuacji gospodarczej, alokacje nie zostały skorygowane. Obecna cena rynkowa uprawnień do emisji CO₂ uniemożliwia osiągnięcie celów wprowadzenia limitów emisji CO₂ oraz mechanizmu obrotu uprawnieniami do emisji. Niska cena uprawnień do emisji CO₂ powoduje ponadto, że rozwój technologii niskoemisyjnych staje się niedostateczny w stosunku do oczekiwań wynikających z założonych celów redukcyjnych. Na mocy decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu wyjaśnienia przepisów dotyczących harmonogramu aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych Komisja Europejska uzyskała uprawnienie do dostosowania harmonogram aukcji w okresie ośmiu lat rozpoczynającym się 1 stycznia 2013 roku w taki sposób, aby zapewnić prawidłowe funkcjonowanie rynku. W szczególności Komisja Europejska może zawiesić aukcje 900 mln uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013–2015. Przed dostosowaniem harmonogramu Komisja Europejska jest zobowiązana do dokonania oceny skutków tego dostosowania dla poszczególnych sektorów przemysłu. Dostosowanie może być dokonane jedynie raz, tylko w wyjątkowych przypadkach, oraz może dotyczyć maksymalnie 900 mln uprawnień.

Świadectwa pochodzenia

Wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii daje prawo do uzyskania świadectwa pochodzenia (tzw. zielone certyfikaty). Wytwarzanie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji daje prawo otrzymania świadectwa pochodzenia takich jak: (i) żółte certyfikaty – dla jednostek opalanych gazem lub dla jednostek o łącznej mocy zainstalowanej poniżej 1 MW, (ii) fioletowe certyfikaty – dla jednostek opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy, oraz (iii) czerwone certyfikaty – dla pozostałych jednostek wysokosprawnej kogeneracji.

Wskazane powyżej certyfikaty wydawane są przez Prezesa URE na wniosek wytwórcy i mają formę zbywalnych praw majątkowych. Certyfikaty są przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii, gdzie prowadzony jest też ich rejestr.

Dodatkowym rodzajem praw majątkowych są tzw. białe certyfikaty, które wydawane są inwestorom realizującym przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej. Ze względu na fakt, że przepisy wykonawcze w tym zakresie zostały doprecyzowane dopiero w 2013 roku system tych certyfikatów jest dopiero w początkowej fazie rozwoju. Oczekuje się, że będzie podobny do mechanizmu stosowanego w przypadku świadectw zielonych, czerwonych, fioletowych i żółtych. Ceny świadectw pochodzenia i świadectw kogeneracji na rynku Towarowej Giełdy Energii na przestrzeni lat 2010-2012 oraz za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2013 roku (PLN/MWh).

Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia energii elektrycznej produkowanej z:	30 września 2013	2012	2011	2010
odnawialnych źródeł w czasie okresów produkcyjnych rozpoczynających się przed 1 marca 2009 roku, jak zostało to określone w świadectwie pochodzenia (zielony certyfikat).....	85,0	225,6	196,4	255,0
odnawialnych źródeł w czasie okresów produkcyjnych rozpoczynających się po 1 marca 2009 roku, jak zostało to określone w świadectwie pochodzenia (zielony certyfikat).....	154,6	251,2	281,4	274,4
pozostałych jednostek kogeneracji (czerwony certyfikat)	57,8	57,8	57,6	b.d.
jednostek kogeneracji opalanych gazem, lub jednostek o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej do 1 MW (żółty certyfikat)	95,0	124,7	124,0	124,2

Źródło: www.polpx.pl.

OPIS DZIAŁALNOŚCI

Wprowadzenie

Nasza podstawowa działalność obejmuje dystrybucję, wytwarzanie oraz obrót energią elektryczną. Jesteśmy trzecim operatorem systemu dystrybucyjnego w Polsce pod względem wolumenu energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym, z wiodącą pozycją na polskim rynku pod względem udziału dystrybucji energii elektrycznej w EBITDA. Wśród największych grup energetycznych w Polsce zajmujemy wiodącą pozycję pod względem produkcji energii w elektrowniach wodnych oraz pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w łącznym wolumenie wytwarzanej i dystrybuowanej energii elektrycznej. Jesteśmy trzecim sprzedawcą energii elektrycznej w Polsce pod względem wolumenu energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom końcowym.

Nasze przychody ze sprzedaży i EBITDA wyniosły, odpowiednio, 8.537,5 mln PLN i 1.501,4 mln PLN w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 11.176,8 mln PLN i 1.629,2 mln PLN w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku. Na dzień 30 września 2013 roku wartość naszych aktywów wyniosła 16.560,5 mln PLN, a WRA ustalona na dzień 1 stycznia 2013 roku osiągnęła 10.016,7 mln PLN.

Naszymi głównymi segmentami działalności są:

- segment dystrybucji, który obejmuje działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej, a także działalność bezpośrednio i pośrednio związaną z działalnością dystrybucyjną; segment ten odpowiadał za 75,7% EBITDA w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz 74,8% EBITDA w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku;
- segment wytwarzania, który obejmuje głównie wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz działalność wytwórczą w elektrowniach konwencjonalnych i elektrociepłowniach, a także dystrybucję ciepła; segment ten odpowiadał za 13,2% EBITDA w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz 9,7% EBITDA w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku; oraz
- segment sprzedaży, który obejmuje obrót energią elektryczną, a także obsługę klienta oraz usługi oświetlenia; segment ten odpowiadał za 12,5% EBITDA w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz 16,2% EBITDA w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku.

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane operacyjne dotyczące naszej działalności w zakresie dystrybucji, wytwarzania oraz obrotu energią elektryczną według stanu na wskazany dzień lub we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia					
	2013	2012	2012		2011		2010	
	<i>Wolumen*</i>	<i>Wolumen*</i>	<i>Wolumen*</i>	<i>% udziału w rynku**</i>	<i>Wolumen*</i>	<i>% udziału w rynku**</i>	<i>Wolumen*</i>	<i>% udziału w rynku**</i>
Dystrybucja energii elektrycznej (GWh)	15.165	14.880	20.058	16,4	19.611	16,1	19.311	16,2
Produkcja brutto (GWh)	3.756	3.274	4.072	2,5	4.682	2,9	4.556	2,9
Sprzedaż energii odbiorcom końcowym (GWh)	13.631	15.079	20.482	16,8	19.339	16,1	18.552	15,7

Źródło: *Spółka; **Kalkulacja Spółki na podstawie danych ARE.

Segment dystrybucji energii elektrycznej jest kluczowy z punktu widzenia budowania naszej rentowności operacyjnej. Dystrybucja energii elektrycznej w Polsce jest działalnością regulowaną, prowadzoną w oparciu o taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE. Jesteśmy naturalnym monopolistą na terenie północnej i środkowej Polski, gdzie znajdują się nasze aktywa dystrybucyjne i dostarczamy energię elektryczną do ponad 2,9 mln klientów. Na dzień 30 czerwca 2013 roku nasza sieć dystrybucyjna składała się z linii energetycznych o łącznej długości ponad 193 tys. km i obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 77 tys. km², co stanowiło około 25% terytorium Polski.

Nasze aktywa wytwórcze działają jako OZE, elektrownie systemowe oraz elektrociepłownie. Zainstalowana w naszych elektrowniach moc wytwórcza energii elektrycznej bazuje na zdywersyfikowanych źródłach energii takich jak węgiel kamienny, woda, biomasa, a od niedawna także wiatr. Wytwarzamy energię zieloną w sieci 46 elektrowni wodnych przepływowo oraz instalacjach spalających biomasę. W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku i w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku, odpowiednio, 63,4% i 67,9% wytworzonej przez nas energii pochodziło z węgla kamiennego, 21,9% i 18,5% z wody, a 13,5% i 13,6% z biomasy. Dodatkowo w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku 1,1% wytworzonej przez nas energii

pochodziło z wiatru. W wyniku nabycia w czerwcu oraz lipcu 2013 roku portfela farm wiatrowych od DONG Energy Wind Power A/S oraz od Iberdrola Renovables Energía, S.A.U., zwiększyliśmy naszą osiągalną moc wytwórczą o 165 MWe oraz nabyliśmy portfel projektów wiatrowych o łącznej planowanej mocy wytwórczej wynoszącej 1.438 MWe.

Sprzedajemy energię elektryczną do 2,9 mln klientów, zarówno gospodarstw domowych jak i przedsiębiorców. Ponadto obracamy energią elektryczną na krajowym i zagranicznych hurtowych rynkach energii elektrycznej. Wolumen energii elektrycznej sprzedanej przez nas odbiorcom końcowym wyniósł 13,6 TWh w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz 20,5 TWh w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku. Wolumen energii elektrycznej sprzedanej przez nas na rynku hurtowym osiągnął 7,8 TWh w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz 5,4 TWh w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku.

Do naszej sieci dystrybucyjnej przyłączone są liczne elektrownie wiatrowe, małe elektrownie wodne i biogazownie. Na dzień 31 grudnia 2012 roku łączna zainstalowana moc OZE przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej wyniosła 1,6 GW, co stanowiło około 36% łącznej mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych w Polsce i sprawiało, że zielona energia stanowiła ponad 18% energii elektrycznej sprzedawanej naszym klientom w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku. Na dzień 30 września 2013 roku łączna zainstalowana moc OZE przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej wyniosła 1,9 GW.

Ponadto, nasza działalność obejmuje wytwarzanie, dystrybucję oraz obrót ciepłem. Na dzień 30 września 2013 roku całkowita zainstalowana moc cieplna naszych elektrociepłowni wyniosła 867,1 MWt. W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku wytworzyliśmy netto 2.605,3 TJ ciepła, przy 3.877,7 TJ wytworzonych w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku. Wytworzone przez nas ciepło dostarczamy do miast, w pobliżu których znajdują się nasze aktywa wytwórcze, tj. Ostrołęki, Elbląga, Kalisza, Wyszogrodu, Winnicy i Zychlina.

Nasze przewagi konkurencyjne

Uważamy, że następujące posiadane przez nas przewagi konkurencyjne pozwolą nam osiągnąć strategiczne cele i zwiększają możliwości rozwoju na rynku, na którym działamy:

Bezpieczny i przewidywalny profil działalności ukierunkowany na atrakcyjny i regulowany segment dystrybucji energii elektrycznej

Jesteśmy trzecim największym operatorem systemu dystrybucyjnego w Polsce pod względem wolumenu energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym. Na podstawie taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku dostarczyliśmy 15,2 TWh energii elektrycznej (20,1 TWh w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku) do ponad 2,9 mln odbiorców końcowych. Działalność dystrybucyjna zapewnia nam przewidywalne i stabilne przepływy pieniężne z działalności regulowanej prowadzonej na obszarze objętym naszym naturalnym monopolem. W roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku, nasza działalność dystrybucyjna stanowiła 67% naszego EBIT, w porównaniu z, odpowiednio, 49,5%, oraz 26,6% udziału działalności dystrybucyjnej w EBIT grup energetycznych w Polsce: Tauron, oraz PGE. Obserwujemy stały wzrost WRA w ostatnich latach (z 8.506 mln PLN w 2010 roku do 10.017 mln PLN w 2013 roku), co przyczynia się do wzrostu naszych regulowanych przychodów z dystrybucji energii elektrycznej. Przychód regulowany rośnie również z tytułu przeszacowania WRA na polskim rynku. Szacujemy, iż pełna wartość WRA w kalkulacji zwrotu z kapitału zostanie odzwierciedlona w taryfie ENERGA-OPERATOR na 2014 rok. Jesteśmy także liderem na polskim rynku pod względem mocy zainstalowanych w OZE bezpośrednio przyłączonych do naszej sieci dystrybucji co wynika z korzystnej lokalizacji w rejonie Polski północnej, który w skali kraju odznacza się, sprzyjającymi warunkami do rozwoju energetyki wiatrowej. Ponadto posiadamy jeden z największych programów inwestycyjnych w segmencie dystrybucji spośród wszystkich dużych grup energetycznych w Polsce w przeliczeniu na CAPEX/km linii, który wpływa na wartość kapitału wynagradzanego w taryfie. Systematyczne wdrażanie tego programu powinno zapewnić nam znaczne korzyści związane z naszą silną pozycją na polskim rynku w segmencie regulowanej dystrybucji energii elektrycznej w kolejnych latach. Ponadto, w odróżnieniu od innych dużych grup energetycznych w Polsce, naszą działalność charakteryzuje relatywnie niska ekspozycja na spadki cen energii elektrycznej, wzrost cen paliw czy cen uprawnień do emisji CO₂. W związku ze znacznie mniejszym potencjałem wytwórczym i związanymi z tym niższymi kosztami stałymi, jak również poprzez wykorzystanie mniejszych, geograficznie rozproszonych, źródeł wytwarzania energii, jesteśmy w stanie elastycznie reagować na zmiany cen rynkowych energii elektrycznej efektywnie zarządzając portfelem nabywanej energii elektrycznej dla potrzeb wypełnienia zobowiązań względem naszych odbiorców końcowych.

Znaczący udział OZE w obszarze wytwarzania

Jesteśmy największą grupą energetyczną w Polsce pod względem udziału produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz liderem na polskim rynku pod względem energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach wodnych. Energia elektryczna wytworzona z OZE stanowiła 32% naszej całkowitej produkcji energii elektrycznej w 2012 roku (w porównaniu z 6,4%, 7,9% oraz 4,4%, odpowiednio, dla Tauronu, Enei oraz PGE). Na dzień 31 grudnia 2012 roku nasze aktywa wytwórcze w ramach OZE, o mocy zainstalowanej 343,5 MW (508,1 MW na dzień 30 września 2013 roku), w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku wyprodukowały brutto 1,3 TWh energii elektrycznej, co stanowiło 7,7% energii zielonej wytworzonej w produkcji krajowej. W wyniku nabycia w czerwcu oraz w lipcu 2013 roku portfela farm wiatrowych od DONG Energy Wind Power A/S i Iberdrola Renovables Energia S.A.U., zwiększyliśmy naszą moc wytwórczą OZE o 165 MW oraz nabyliśmy szereg projektów wiatrowych o łącznej planowanej mocy elektrycznej wynoszącej 1.438 MW. Wysoki stopień wykorzystania odnawialnych źródeł energii przekłada się na relatywnie niski poziom emisji CO₂ naszych źródeł wytwórczych, który w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku osiągnął 0,652 CO₂/MWh (0,723 CO₂/MWh w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku). Wysoki udział niskoemisyjnych źródeł energii istotnie zmniejsza naszą ekspozycję na ryzyka zmian regulacyjnych w obszarze ochrony środowiska oraz wahania cen rynkowych uprawnień do emisji CO₂, właściwą innym dużym grupom energetycznym w Polsce.

Stabilny wzrost wzmacniany inwestycjami w segmencie dystrybucji

Na przestrzeni trzech ostatnich lat konsekwentnie zwiększaliśmy zarówno wielkość przychodów ze sprzedaży z 9.467,8 mln PLN w roku 2010 do 11.176,8 mln PLN w roku 2012 jak i EBITDA, z odpowiednio 1.407,6 mln PLN do 1.629,2 mln PLN, osiągając atrakcyjny średnioroczny wskaźnik wzrostu odpowiednio na poziomie 8,7% oraz 7,6%. Zakładamy, iż dalszy stabilny wzrost będzie osiągany w oparciu o systematyczne wdrażanie naszego programu inwestycyjnego, skoncentrowanego na inwestycjach w sieć dystrybucji. Jesteśmy przekonani, że spodziewany wzrost gospodarczy Polski oraz wymóg dotyczący rozwoju niskoemisyjnych źródeł energii w Polsce, stanowią pozytywne czynniki wpływające na zwiększenie atrakcyjności naszego programu inwestycyjnego, który przekłada się na dalsze zwiększanie osiąganą przez nas wielkości sprzedaży oraz EBITDA.

Stabilna pozycja finansowa wspierająca realizację naszego programu inwestycyjnego oraz polityki dywidendy

Nasza działalność generuje wysokie i stabilne przepływy pieniężne. Nasza EBITDA wyniosła 1.501,4 mln PLN w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz 1.629,2 mln PLN w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku, przy czym segment dystrybucji wygenerował odpowiednio 75,7% oraz 74,8% naszej EBITDA. Oczekujemy, że stabilne i znaczące przychody z prowadzonej przez nas działalności (w szczególności regulowany przychód z działalności w segmencie dystrybucji energii elektrycznej), stanowią stabilne podstawy do dalszego rozwoju naszej działalności, realizacji programu inwestycyjnego zwiększającego wartość Grupy dla akcjonariuszy (finansowanego ze środków własnych, jak również z wykorzystaniem finansowania zewnętrznego) oraz realizacji naszej polityki wypłat dywidendy. Nasza korzystna sytuacja finansowa znajduje odzwierciedlenie w ocenach ratingowych przyznanych nam przez dwie niezależne agencje ratingowe Moody's Investors Service oraz Fitch Ratings.

Korzyści wynikające ze stałej poprawy efektywności i efektu skali

Systematyczny rozwój oraz podejmowanie inicjatyw restrukturyzacyjnych oraz poprawiających wydajność zbliżają nas do osiągnięcia zakładanych celów operacyjnych i jako takie stanowią jeden z podstawowych priorytetów Zarządu. Działania te obejmują m. in. redukcję zatrudnienia (głównie poprzez wdrożenie programów i zasad indywidualnych odejść w spółkach z Grupy), restrukturyzację i optymalizację procesów, centralizację usług wspierających naszą podstawową działalność, takich jak księgowość, zarządzanie zasobami ludzkimi oraz IT, jak również zwiększony nacisk na dyscyplinę kosztową. Powyższym działaniom towarzyszą inicjatywy mające na celu zmianę nastawienia naszej kadry zarządzającej średniego szczebla, poprzez odejście od myślenia czysto zadaniowego i położenie nacisku na zwiększenie efektywności podejmowanych działań, jak też wdrożenie systemu wynagrodzeń opartego na wynikach. W wyniku naszych działań w okresie od końca 2009 roku do końca września 2013 roku, zmniejszyliśmy zatrudnienie w Grupie z 12.618 do 10.441 pracowników, czyli o 17,3%, wskaźnik SAIDI spadł z 527 minut na odbiorcę w 2010 roku do 309 minut na odbiorcę w 2012 roku, a straty sieciowe zmniejszyły się z 6,9% w 2010 roku do 6,2% w 2012 roku. Jesteśmy przekonani, że nasz elastyczny model biznesowy w połączeniu z podejmowanymi inicjatywami w zakresie poprawy wydajności, pozwolą nam na osiągnięcie dodatkowej przewagi konkurencyjnej, jak również utrzymanie oraz dalsze wzmocnienie naszej pozycji rynkowej pod względem skali działalności i wydajności. Znacząca skala

działalności naszej Grupy oraz nasza silna pozycja rynkowa pozwalają nam korzystać z synergii i efektu skali w wielu obszarach prowadzonej przez nas działalności, w tym w zakresie zakupu paliw, zarządzania hurtowym obrotem energią elektryczną oraz świadectw pochodzenia.

Kompetentna i stabilna kadra zarządzająca

Zarówno nasz Zarząd, jak i kadra kierownicza dysponują wiedzą oraz udokumentowanym doświadczeniem zawodowym w zakresie wszystkich podstawowych segmentów naszej działalności. Członkowie Zarządu posiadają wieloletnie doświadczenie w zakresie realizacji programów restrukturyzacyjnych oraz inwestycyjnych, zarówno w spółkach z udziałem Skarbu Państwa jak i podmiotach będących częścią międzynarodowych korporacji o różnym profilu działalności. Zarówno Prezes Zarządu Mirosław Bieliński, jak i Wiceprezes Zarządu ds. finansowych Roman Szyszko pełnią swoje funkcje w Spółce od 2008 roku, zaś Wiceprezes Zarządu ds. strategii i rozwoju Wojciech Topolnicki, przed objęciem funkcji w Spółce w maju 2012 roku, w latach 2008-2011 pełnił funkcję Wiceprezesa Zarządu i dyrektora finansowego PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. Różnorodne doświadczenie korporacyjne i zarządcze naszego kierownictwa umożliwiło nam stworzenie efektywnego modelu zarządzania, który naszym zdaniem pozwoli na wdrożenie struktury organizacyjnej i korporacyjnej odpowiadającej najlepszym międzynarodowym standardom, a także zasadom ładu korporacyjnego obowiązującym spółki notowane na GPW. Ponadto, jako pierwsi w Polsce podjęliśmy się wdrożenia inteligentnego opomiarowania, będącego elementem inteligentnej sieci dystrybucyjnej (smart grid). Jesteśmy przekonani, że czyni nas to najbardziej doświadczonym operatorem systemu dystrybucyjnego na krajowym rynku w tym zakresie, co stanowi istotną przewagę konkurencyjną w związku z przewidywanym kierunkiem zmian w zasadach taryfowania operatorów systemów dystrybucyjnych w kolejnym okresie regulacyjnym. Uważamy, że kompetencje naszego kierownictwa pozwolą również na sprawne i efektywne ekonomicznie wdrożenie naszej strategii oraz realizację programu inwestycyjnego.

Strategia

Naszym głównym celem jest kreowanie wartości dla naszych akcjonariuszy oraz interesariuszy, poprzez rozwój Grupy jako efektywnego i innowacyjnego przedsiębiorstwa, które elastycznie dostosowuje się do warunków rynkowych, utrzymuje profil działalności o niskim poziomie ryzyka i konserwatywną strukturę kapitałową, stale zwiększa niezawodność dystrybucji oraz jest preferowanym dostawcą i przyjaznym dla środowiska producentem energii.

Nasza strategia zakłada utrzymanie wiodącej pozycji wśród polskich przedsiębiorstw energetycznych oraz dalszy wzrost efektywności i jakości świadczonych przez nas usług poprzez wspólne działania naszych oddanych i zaangażowanych pracowników. Nasza strategia opiera się na trzech głównych filarach: (i) dalszym rozwoju naszej działalności dystrybucyjnej, (ii) minimalizacji wpływu na środowisko; oraz (iii) ciągłej koncentracji na obsłudze klientów.

W ramach działalności dystrybucyjnej naszym priorytetem będzie podnoszenie rentowności, poprawa jakości i niezawodności usług oraz dalsze przyłączanie do naszej sieci nowych odbiorców i odnawialnych źródeł energii. Cele te będą realizowane w szczególności poprzez modernizację i rozbudowę sieci dystrybucyjnej oraz wzrost jej efektywności operacyjnej.

Zminimalizujemy oddziaływanie na środowisko przez dalszy rozwój źródeł energii przyjaznych środowisku, w tym inwestycje w odnawialne źródła energii, o ile ich realizacja będzie ekonomicznie uzasadniona oraz wspieranie efektywnego zużycia energii elektrycznej. Będziemy korzystać z ekonomicznie efektywnych technologii oraz procesów, które redukują emisję gazów cieplarnianych w produkcji i dystrybucji energii elektrycznej.

Stała koncentracja na obsłudze klientów pomoże nam zwiększyć ich zadowolenie z jakości obsługi oraz utrzymać z nimi trwałe i ścisłe relacje. Będziemy dostarczać naszym klientom wysokiej jakości produkty i usługi w sposób niezawodny i efektywny kosztowo.

Jednym z kluczowych narzędzi służących realizacji naszej strategii, jest program inwestycyjny opisany poniżej w „—Program inwestycyjny”. Będziemy stosować wszechstronną analizę finansową, która ma na celu zapewnienie, że realizowane przez nas projekty inwestycyjne osiągają lub przekraczają nasze wymagania co do minimalnej wewnętrznej stopy zwrotu.

W celu realizacji strategii na bieżąco monitorujemy pojawiające się możliwości akwizycyjne. Na dzień Prospektu, nie zaciągnęliśmy wiążących zobowiązań w zakresie żadnych istotnych przejęć. W przypadku zidentyfikowania atrakcyjnych możliwości przejęcia lub możliwości udziału w przedsięwzięciach *joint ventures*

lub nawiązania strategicznej współpracy, będziemy brali pod uwagę jedynie takie projekty, które będą tworzyły wartość dodaną dla Grupy i jej akcjonariuszy.

Program inwestycyjny

Wprowadzenie

Nasz program inwestycyjny na lata 2013-2021 koncentruje się na segmencie dystrybucji oraz wytwarzaniu energii z OZE, co wyróżnia nas spośród pozostałych polskich dużych grup energetycznych.

Program inwestycyjny dzielimy na projekty inwestycyjne podstawowe i fakultatywne. Podstawowa część naszego programu inwestycyjnego obejmuje projekty, które są kluczowe dla realizacji naszej strategii i które w stosunkowo niewielkim stopniu zależą od zewnętrznych czynników, takich jak, w szczególności, zmiany regulacyjne oraz warunki rynkowe. Nasze fakultatywne projekty inwestycyjne są uzależnione od warunków rynkowych i regulacyjnych, a ich realizacja w każdym wypadku zależy będzie od wyników analizy możliwości ich realizacji, rentowności i ryzyk związanych z ich implementacją. Biorąc pod uwagę niepewność związaną z nowymi regulacjami sektora energetycznego, w tym z systemem wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii oraz czas konieczny do przygotowania i realizacji projektów inwestycyjnych możliwe jest, że niektóre lub żadne z fakultatywnych projektów inwestycyjnych nie zostaną zrealizowane.

Poniższa tabela przedstawia strukturę podstawowych i fakultatywnych projektów inwestycyjnych wchodzących w skład naszego programu inwestycyjnego na lata 2013-2021.

	Dystrybucja	Wytwarzanie		Sprzedaż i inne	Razem	
		OZE	Elektrownie systemowe CHP			
		<i>(mln PLN)</i>				
Podstawowe projekty inwestycyjne.....	12.463	1.742*	498	620	580	15.903
<i>w tym zrealizowane w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku.....</i>	<i>842</i>	<i>1.064**</i>	<i>59</i>	<i>97</i>	<i>42</i>	<i>2.104</i>
Fakultatywne projekty inwestycyjne	-	3.105	234	452	-	3.791

*Obejmuje akwizycje DONG w kwocie 345,8 mln PLN oraz Iberdrola w kwocie 667,5 mln PLN i koszty bezpośrednio związane z tymi akwizycjami.

**Obejmuje akwizycje DONG w kwocie 345,8 mln PLN oraz Iberdrola w kwocie 667,5 mln PLN.

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Kryteria inwestycyjne

Decyzja o realizacji każdego projektu inwestycyjnego jest uzależniona od spełnienia następujących kryteriów: (i) zapewnienia zgodności projektu ze strategią Grupy; (ii) zapewnienia wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) nie niższej niż średnioważony koszt kapitału Grupy (z uwzględnieniem premii za ryzyko specyficzne dla projektu); (iii) możliwości sfinansowania projektu inwestycyjnego; (iv) braku prawnych i technicznych przeszkód uniemożliwiających realizację projektu inwestycyjnego lub powodujących nieakceptowalne poziomy ryzyka; oraz (v) zapewnienia zgodności z obecnymi i planowanymi wymogami środowiskowymi.

Staramy się w sposób ostrożny analizować i realizować inwestycje, a także zarządzać ryzykiem związanym z naszą działalnością, przy zachowaniu konserwatywnej struktury kapitałowej i utrzymaniu następujących celów finansowych:

- utrzymanie ratingów inwestycyjnych;
- ograniczanie wysokości nakładów na indywidualne projekty do wartości nieprzekraczającej rocznej EBITDA Grupy;
- utrzymanie konserwatywnego poziomu wskaźników finansowych, przy czym naszą ambicją jest utrzymanie w długim okresie współczynnika zadłużenia netto do EBITDA na poziomie nieprzekraczającym 2,5x.

Podstawowe projekty inwestycyjne

Priorytetami naszego programu inwestycyjnego są projekty zapewniające rozwój i zwiększanie efektywności segmentu dystrybucji oraz zwiększenie naszej mocy wytwórczej w odnawialnych źródłach energii i jednostkach kogeneracyjnych.

Dystrybucja

Modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw. Głównie cele tego programu inwestycyjnego to ograniczenie strat sieciowych, a także zmniejszenie awaryjności oraz ilości i czasu zakłóceń w sieci dystrybucyjnej, co będzie miało bezpośredni wpływ na poprawę wskaźników ciągłości zasilania odbiorców SAIDI oraz SAIFI. Na modernizację sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw planujemy przeznaczyć około 3,1 mld PLN do 2021 roku.

Rozbudowa sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców. ENERGA-OPERATOR w zakresie swoich ustawowych obowiązków zobowiązana jest do przyłączania nowych odbiorców na ich wniosek uzasadniony technicznie i gospodarczo, co determinuje konieczność realizacji inwestycji w sieci elektroenergetyczne na wszystkich poziomach napięć. Na budowę przyłączy oraz rozbudowę sieci w celu przyłączania nowych odbiorców planujemy przeznaczyć do 4,7 mld PLN do 2021 roku; przy czym rzeczywista wartość naszych inwestycji będzie zależała od faktycznej liczby wniosków od nowych odbiorców, która z kolei jest uzależniona od ogólnej sytuacji gospodarczej w regionie, w którym działamy.

Rozbudowa i modernizacja sieci w związku z obowiązkiem przyłączania OZE. ENERGA-OPERATOR w zakresie swoich ustawowych obowiązków zobowiązana jest do przyłączania nowych źródeł energii. Obecnie łączna moc przyłączeniowa już istniejących OZE wynosi 1,9 GW. Na podstawie obecnie wydanych warunków przyłączenia oraz zawartych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej szacujemy, że do 2021 roku łączna moc przyłączeniowa OZE może osiągnąć około 7,7 GW. Zgodnie z naszymi szacunkami na rozbudowę i modernizację sieci planujemy przeznaczyć do 1,8 mld PLN do 2021 roku. Jednakże, jesteśmy przekonani, że faktyczne zapotrzebowanie na przyłączenia nowych źródeł OZE będzie uzależnione od ostatecznego kształtu obecnie diskutowanego systemu regulacyjnego wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej z OZE, co może mieć istotny wpływ na rozwój nowych OZE w przyszłości.

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania i innych elementów sieci inteligentnych. Celem wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*) jest: (i) stworzenie podstaw budowy sieci inteligentnej (*smart grid*), (ii) wzrost efektywności operacyjnej i rentowności, (iii) wzrost niezawodności i jakości dostaw oraz poprawa jakości obsługi klientów, oraz (iv) stworzenie podstaw do rozwoju sieci rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej na terenie działalności ENERGA-OPERATOR. W 2012 roku koszt jednego inteligentnego licznika komunalnego wraz z infrastrukturą wyniósł około 70 EUR. Na wdrożenie inteligentnego opomiarowania i innych elementów sieci inteligentnych, które zgodnie z naszą taryfą na 2013 rok uzyskują o 2 p.p., a zgodnie z zasadami wynagradzania majątku zainwestowanego w AMI od 2014 roku będą uzyskiwały o 7 p.p. wyższą stopę zwrotu z zaangażowanego kapitału niż inne rodzaje nakładów inwestycyjnych na sieci dystrybucyjne, planujemy przeznaczyć około 1,7 mld PLN do 2021 roku.

Systemy IT i pozostałe nakłady inwestycyjne w segmencie dystrybucji. Celem realizacji naszych ustawowych obowiązków, ENERGA-OPERATOR ponosi nakłady inwestycyjne dla zapewnienia właściwego funkcjonowania spółki jako OSD. Nakłady te obejmują w szczególności wydatki na systemy IT oraz środki transportu. Na realizację tych nakładów w segmencie dystrybucji energii elektrycznej planujemy przeznaczyć około 1,1 mld PLN do 2021 roku.

Wytwarzanie

Projekty OZE. W celu zwiększenia mocy aktywów wytwarzających energię z OZE z 508,1 MW, na dzień Prospektu planujemy przeznaczyć około 360 mln PLN na budowę farmy wiatrowej Myślino o mocy około 21 MW, która ma być oddana do eksploatacji w 2015 roku oraz budowę farmy wiatrowej w Drzewianach o mocy około 28 MW, która ma być oddana do eksploatacji w 2015 roku (pod warunkiem uzyskania prawomocnych decyzji administracyjnych zgodnie z harmonogramem). Nakłady na budowę farm fotowoltaicznych o łącznej mocy około 6 MW wyniosą około 33 mln PLN. Ponadto, na modernizację małych elektrowni wodnych (MEW) i EW Włocławek oraz ESP Żydowo zamierzamy przeznaczyć około 234 mln PLN. Prace modernizacyjne w zakresie małych elektrowni wodnych obejmują naprawę i wymianę komponentów oraz wymianę części elektrycznych i mechanicznych (w tym turbin i generatorów). Prace prowadzone w EW Włocławek będą koncentrować się na modernizacji układu chłodzenia oraz wdrożeniu systemu automatyzacji. Dwa główne

spośród planowanych zadań inwestycyjnych w ESP Żydowo to zakup transformatora blokowego i modernizacja rozdzielni.

Elektrownie systemowe. W latach 2013-2016 planujemy przeznaczyć około 498 mln PLN na modernizację urządzeń wytwórczych w Elektrowni Ostrołęka B, w tym przede wszystkim w celu zwiększenia mocy elektrycznej oraz sprawności ogólnej elektrowni. W związku z modernizacją zostanie zwiększona moc Elektrowni Ostrołęka B o około 50 MW. Aby wypełnić wymogi Dyrektywy IED zainwestujemy w rozbudowę instalacji odsiarczania i odazotowania spalin i elektrofiltry. Zakończenie inwestycji w modernizację Elektrowni Ostrołęka B zapobiegnie konieczności wycofania jej z eksploatacji. Nakłady na modernizację uwzględniają również budowę nowego źródła ciepła poprzez uciepłownienie Elektrowni Ostrołęka B. Celem tego projektu jest zabezpieczenie dostaw ciepła do miasta Ostrołęki po zamknięciu Elektrociepłowni Ostrołęka A (zobacz „— Istotne umowy—Umowy nabycia udziałów i akcji—Umowa sprzedaży udziałów Ostrołęckiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. (obecnie ENERGA OPEC sp. z o.o.)”). Planujemy, że Elektrownia Ostrołęka B rozpocznie dostawę ciepła w 2014 roku.

Obok programu inwestycyjnego, ENERGA Elektrownie Ostrołęka będzie realizować szereg inicjatyw zwiększających efektywność kosztową zakładu. Do najważniejszych z nich należą (i) zmniejszenie kosztów nabycia i transportu paliw, (ii) zwiększenie przychodów z usług systemowych, (iii) poprawę dyspozycyjności elektrowni, (iv) optymalizację zarządzania odpadami, (v) optymalizację struktury zatrudnienia, (vi) ograniczenie kosztów remontowych i serwisowych, oraz (vii) sprzedaż aktywów pozaoperacyjnych.

Kogeneracja. W EC Kalisz planowana jest budowa dwóch nowych źródeł wytwórczych, które zastąpią dotychczas eksploatowane jednostki opalane węglem kamiennym. Od 2017 roku ciepło będzie wytwarzane w bloku biomasowym o mocy około 10 MWe oraz dwóch silnikach gazowych o łącznej mocy około 20 MWe. Łączny koszt tych inwestycji jest szacowany na poziomie około 221 mln PLN.

Celem zwiększenia produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, dalszej dywersyfikacji struktury przychodów oraz uzyskania dostępu do dodatkowych zielonych świadectw pochodzenia, w 2010 roku rozpoczęliśmy budowę opalanego biomasą kogeneracyjnego bloku energetycznego w Elblągu o mocy 25 MWe. Planowane na 2013 rok nakłady inwestycyjne wynoszą około 62 mln PLN. Koszty całkowite projektu wynoszą 210 mln PLN.

Program inwestycyjny na lata 2013-2021 dla podsegmentu CHP uwzględnia również potencjalne akwizycje jednostek wytwórczych oraz sieci ciepłowniczych. Planowane nakłady na ten cel oraz na pozostałe inwestycje w podsegmentcie wynoszą około 291 mln PLN.

Pozostała działalność

Zgodnie z naszą strategią ukierunkowaną na osiągnięcie wysokich standardów obsługi klienta, planujemy inwestycje przede wszystkim w obszarze sprzedaży i obsługi klienta, oraz w obszarze informatyki, które mają usprawnić efektywność operacyjną tego segmentu. Nasze kluczowe inwestycje w segmencie sprzedaży obejmują, między innymi, wdrożenie nowego systemu zarządzania relacjami z klientami (CRM), wraz ze zintegrowanym systemem billingowym, a także budowę niezbędnej infrastruktury teleinformatycznej wspierającej zdalne kontakty z klientami w ramach contact centre oraz wdrożenie nowych produktów, a także przeprowadzenie związanych z tym zmian biznesowych. Łączne nakłady inwestycyjne planowane w obszarze pozostałej działalności wynoszą 580 mln PLN, z czego na inwestycje IT przypada 365 mln PLN.

Fakultatywne projekty inwestycyjne

Poniżej przedstawione zostały nasze fakultatywne projekty inwestycyjne.

Projekty OZE. W okresie od 2014 do 2021 roku możemy zwiększać moc naszych OZE w ramach projektów, które nie zostały jeszcze zidentyfikowane. Oczekujemy, że wzrost mocy OZE wynikający z tej inicjatywy może wynieść od 40 do 80 MW rocznie. Możemy osiągnąć ten cel poprzez samodzielną realizację projektów, w tym projektów nabytych od DONG Energy Wind Power A/S oraz Iberdrola Renovables Energia S.A.U., poprzez spółki joint venture wraz z innymi podmiotami bądź poprzez przejęcia zarówno projektów w fazie przygotowania, jak i instalacji oddanych już do eksploatacji. Potencjalne nakłady inwestycyjne na fakultatywne projekty OZE mogą wynieść około 2.955 mln PLN. Biorąc pod uwagę niepewność związaną z nowymi regulacjami sektora energetycznego, w tym z systemem wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii oraz czas konieczny do przygotowania i realizacji projektów inwestycyjnych możliwe jest, że niektóre lub żadne z fakultatywnych projektów inwestycyjnych nie zostaną zrealizowane.

Kogeneracja. Projektem fakultatywnym jest budowa bloku gazowo parowego w EC Elbląg o mocy około 115 MWe. Warunkiem realizacji tej inwestycji jest zapewnienie długoterminowego odbioru ciepła na terenie miasta Elbląg. Koszt realizacji tej inwestycji jest szacowany na 452 mln PLN. Kwota ta obejmuje zarówno budowę bloku gazowo parowego, jak i kotłów rezerwowo-szczytowych. Jednostka miałaby zastąpić wycofywane z eksploatacji bloki węglowe.

Modernizacja Elektrowni Ostrołęka B. Część działań związanych z modernizacją Elektrowni Ostrołęka B na łączną kwotę 145 mln PLN została uwzględniona w inwestycjach fakultatywnych. Znaczącą część tej kwoty stanowią wydatki na zmniejszenie potrzeb własnych elektrowni oraz modernizację składowiska odpadów Łęg. Rozpoczęcie realizacji inwestycji jest uzależnione od poprawy warunków na rynku energii elektrycznej.

Inwestycje gazowe (CCGT). Analizujemy projekt budowy dwóch nowych wysokosprawnych jednostek CCGT o mocy około 500 MWe każda. Realizacja tych inwestycji będzie uzależniona od możliwości uzyskania odpowiedniej stopy zwrotu, co w naszej opinii może nastąpić w przypadku znaczącej obniżki cen gazu lub zmian regulacyjnych wprowadzających rynek mocy. W przypadku realizacji projektów, zastosowanie technologii CCGT pozwoliłoby nam na zminimalizowanie negatywnego wpływu na środowisko przy wytwarzaniu energii elektrycznej, w porównaniu z jednostkami opalanych węglem o tej samej mocy, poprzez redukcję emisji SO₂, CO₂ i NO_x, jak również pyłu. Plan inwestycyjny Grupy ENERGA uwzględnia wydatki na przygotowanie obu projektów do budowy w łącznej kwocie około 89 mln PLN w latach 2013-2016.

Drugi stopień wodny na Wiśle („Projekt Wisła”). Analizujemy możliwość ewentualnego wybudowania drugiego stopnia wodnego na Wiśle, poniżej Włocławka. W przypadku realizacji, projekt podniesie moce wytwórcze energii elektrycznej z OZE oraz poprawi bezpieczeństwo publiczne w związku z zagrożeniem powodziowym w rejonie Doliny Dolnej Wisły. Projekt inwestycyjny zakłada budowę zapory wodnej oraz elektrowni wodnej na Wiśle o mocy około 70 MW. Nakłady na budowę drugiego stopnia wodnego na Wiśle są szacowane na około 3,5 mld PLN i nie zostały uwzględnione w planie inwestycyjnym do 2021 roku ponieważ uzyskanie efektywności biznesowej tego projektu jest możliwe jedynie w przypadku gdy większość kosztów prac hydroinżynierskich zostanie pokryta ze środków publicznych. Plan inwestycyjny uwzględnia koszt przygotowania projektu do budowy w kwocie 150 mln PLN.

Nakłady inwestycyjne

Nasze najważniejsze nakłady inwestycyjne poniesione od dnia 1 stycznia 2013 roku do dnia 31 października 2013 roku zostały omówione poniżej.

Segment dystrybucji energii elektrycznej

Rozbudowa sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców. Wartość nakładów poniesionych w okresie 10 miesięcy zakończonym 31 października 2013 roku wyniosła 495,7 mln PLN. Łączna kwota wydatków przewidzianych na ten cel w roku 2013 wynosi 554,0 mln PLN.

Modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw. Wartość nakładów poniesionych w okresie 10 miesięcy zakończonym 31 października 2013 roku wyniosła 280,1 mln PLN. Łączna kwota wydatków przewidzianych na ten cel w roku 2013 wynosi 485,0 mln PLN.

Rozbudowa i modernizacja sieci w związku z przyłączaniem OZE. Wartość nakładów poniesionych w okresie 10 miesięcy zakończonym 31 października 2013 roku wyniosła 43,7 mln PLN. Łączna kwota wydatków przewidzianych na ten cel w roku 2013 wynosi 112,0 mln PLN.

Wdrażanie inteligentnego opomiarowania i innych elementów sieci inteligentnych. Wartość nakładów poniesionych w okresie 10 miesięcy zakończonym 31 października 2013 roku wyniosła 92,0 mln PLN. Łączna kwota wydatków przewidzianych na ten cel w roku 2013 wynosi 141,0 mln PLN.

Segment wytwarzania

Projekt budowy i eksploatacji bloku zasilanego biomasą pracującego w kogeneracji w Elblągu o mocy zainstalowanej 25 MWe oraz 30 MWt. Projekt realizowany jest od pierwszej połowy 2010 roku, a oddanie bloku do eksploatacji planowane jest w 2014 roku. Jednym z głównych powodów realizacji tej inwestycji było zapewnienie stabilnych dostaw energii elektrycznej oraz ciepłej w regionie miasta Elbląg, dywersyfikacja źródeł energetycznych w Grupie oraz zwiększenie udziału produkcji z odnawialnych źródeł energii. Na dzień Prospektu, ENERGA Kogeneracja ubiega się o rozliczenie dotacji do nakładów inwestycyjnych na ten projekt, co może w istotny sposób wzmocnić oczekiwaną ekonomikę inwestycji.

Poniższa tabela przedstawia zestawienie nakładów kapitałowych w ramach tej inwestycji według stanu na wskazany dzień.

Na dzień 30 września 2013 roku

Finansowanie własne (%).....	40%
Finansowanie zewnętrzne (%).....	60%
Zakładany budżet inwestycji (mln PLN).....	210,0
Zrealizowany budżet (mln PLN)	172,4

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Wartość nakładów poniesionych na tą inwestycję w okresie 10 miesięcy zakończonym 31 października 2013 roku wyniosła 40,5 mln PLN.

Projekt modernizacji Elektrowni Szczytowo – Pompowej w Żydowie. Projekt realizowany jest od początku 2011 roku, a projektowanie i przygotowanie inwestycji było prowadzone od 2009 roku. Odbiór i oddanie do eksploatacji ostatniego z trzech modernizowanych hydrozespołów odbyło się 2 października 2013 roku. Przeprowadzona modernizacja miała na celu (i) dostosowanie obiektu do wymogów stawianych przez PSE, (ii) zwiększenie zapasu mocy elektrowni na wypadek nagłego, skokowego wzrostu zapotrzebowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz (iii) wydłużenie żywotności i sprawności układu turbinowego elektrowni.

Poniższa tabela przedstawia zestawienie nakładów kapitałowych w ramach tej inwestycji według stanu na wskazany dzień.

Na dzień 30 września 2013 roku

Finansowanie własne (%).....	14%
Finansowanie zewnętrzne (%).....	86%
Zakładany budżet inwestycji (mln PLN).....	116,6
Zrealizowany budżet (mln PLN)	117,0

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Wartość nakładów poniesionych na tą inwestycję w okresie 10 miesięcy zakończonym 31 października 2013 roku wyniosła 31,2 mln PLN.

Projekt budowy nowego źródła ciepła dla miasta Ostrołęki poprzez ucieplnienie Elektrowni Ostrołęka B. Prace planistyczne i projektowe dotyczące nowego bloku, który zapewni dostawę ciepła dla miasta Ostrołęka rozpoczęto na przełomie 2010 i 2011 roku. Budowę rozpoczęto w połowie 2012 roku. Zakończenie zaplanowano na koniec pierwszego kwartału 2014 roku. Realizacja projektu umożliwi utrzymanie rynku ciepła w Ostrołęce i zapewnienie dostaw energii cieplnej do miasta na poziomie około 1.450 TJ rocznie po zamknięciu nieefektywnej Elektrociepłowni Ostrołęka A.

Poniższa tabela przedstawia zestawienie nakładów kapitałowych w ramach tej inwestycji według stanu na wskazany dzień.

Na dzień 30 września 2013 roku

Finansowanie własne (%).....	36%
Finansowanie zewnętrzne (%).....	64%
Zakładany budżet inwestycji (mln PLN).....	175,0
Zrealizowany budżet (mln PLN)	68,6

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Wartość nakładów poniesionych na tą inwestycję w okresie 10 miesięcy zakończonym 31 października 2013 roku wyniosła 54,3 mln PLN.

Wszystkie opisane powyżej inwestycje są prowadzone na terytorium Polski.

Opis naszych zobowiązań inwestycyjnych według stanu na dzień 30 września 2013 roku został przedstawiony w Nocie 17. do Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego. Na dzień Prospektu nie podjęliśmy żadnych innych istotnych zobowiązań inwestycyjnych.

Zamierzamy finansować nasze przyszłe wydatki inwestycyjne, łącznie z inwestycjami opisanymi powyżej, stosując optymalną strukturę finansowania, uwzględniającą własne środki uzyskane z działalności operacyjnej,

jak również korzystając z finansowania dłużnego. W kwocie dostępnego na dzień Prospektu finansowania znajdują się między innymi możliwe do wykorzystania przez nas środki pochodzące z zaciągniętych w 2013 roku Kredytu EBI 2013 w kwocie 1.000,0 mln PLN oraz Kredytu EBOiR 2013 w kwocie 800,0 mln PLN (zobacz „—Istotne umowy—Umowy finansowe—Finansowanie programu inwestycyjnego ENERGA-OPERATOR”, poniżej). Środki dostępne w ramach powyższych umów przeznaczone zostaną na sfinansowanie programu inwestycyjnego ENERGA-OPERATOR związanego z rozbudową i modernizacją sieci dystrybucyjnej w okresie do końca 2015 roku. W przypadku pozostałych projektów inwestycyjnych stopień ich zaawansowania lub ich wartość nie determinują potrzeby pozyskiwania dedykowanego finansowania, przez co, na dzień Prospektu szacujemy, że możemy przeznaczyć na ich realizację zarówno środki własne uzyskane z działalności operacyjnej, środki pochodzące z dokonanej w dniu 19 marca 2013 roku pierwszej emisji euroobligacji w ramach Programu Obligacji EMTN (zobacz „—Istotne umowy—Umowy finansowe—Emisje obligacji—Program Obligacji EMTN” poniżej), jak również środki pochodzące z umów finansowania, których jesteśmy stroną, w formie tzw. finansowań parasolowych, w ramach których oprócz finansowania obrotowego dostępne są również finansowania o charakterze inwestycyjnym o okresie spłaty do 15 lat.

Historia i rozwój Grupy

ENERGA-OPERATOR powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Zakład Energetyczny Gdańsk w jednoosobową spółkę akcyjną Skarbu Państwa. W dniu 31 grudnia 2004 roku ENERGA-OPERATOR (dawniej pod firmą Koncern Energetyczny ENERGA S.A.) została połączona z siedmioma innymi spółkami dystrybucyjnymi Skarbu Państwa wchodzącymi w skład tzw. Grupy G-8 przejmując cały majątek tych spółek w zamian za akcje ENERGA-OPERATOR wydane jednemu akcjonariuszowi spółek przejmowanych, tj. Skarbowi Państwa. W miejsce ośmiu spółek dystrybucyjnych objętych konsolidacją należących do Skarbu Państwa, powstało osiem oddziałów ENERGA-OPERATOR.

W 2006 roku Skarb Państwa, ENERGA-OPERATOR oraz ENERGA Elektrownie Ostrołęka zawiązały spółkę ENERGA jako spółkę holdingową. ENERGA została zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS w dniu 8 stycznia 2007 roku.

W 2007 roku, w ramach podwyższenia kapitału zakładowego spółki ENERGA, Skarb Państwa wniósł do ENERGA wkład niepieniężny w formie 85% akcji ENERGA-OPERATOR oraz ENERGA Elektrownie Ostrołęka. W tym samym roku, celem uproszczenia struktury akcjonariatu ENERGA, akcje ENERGA należące do ENERGA-OPERATOR i ENERGA Elektrownie Ostrołęka zostały umorzone, na skutek czego Skarb Państwa stał się jedynym akcjonariuszem ENERGA.

W latach 2007-2009 Grupa została poddana procesowi reorganizacji w celu dostosowania jej działalności do wymogów zawartych w Dyrektywie 2009/72/WE oraz w Prawie Energetycznym, tj. oddzielenia obrotu energią elektryczną, obsługi klienta i pozostałej dodatkowej działalności ENERGA-OPERATOR od dystrybucji energii elektrycznej stanowiącej jej podstawową działalność. W szczególności, w ramach powyższej reorganizacji:

- w 2007 roku zorganizowana część przedsiębiorstwa ENERGA-OPERATOR odpowiedzialna za prowadzenie działalności w zakresie obrotu energią została wniesiona aportem do ENERGA-OBRÓT;
- w 2008 roku część przedsiębiorstwa ENERGA-OPERATOR odpowiedzialna za prowadzenie centrów obsługi klienta została sprzedana na rzecz ENERGA Obsługa i Sprzedaż;
- w 2009 roku został dokonany dalszy podział ENERGA-OPERATOR, w wyniku którego część aktywów ENERGA-OPERATOR nie związanych z dystrybucją energii elektrycznej, w tym nieruchomości, składniki majątku związane z działalnością teleinformatyczną oraz akcje i udziały jej spółek zależnych, zostały wniesione do ENERGA.

W 2010 roku dokonano konsolidacji działalności oświetleniowej Grupy w spółce ENERGA Oświetlenie sp. z o.o. oraz, co do zasady, zakończono proces zamiany akcji ENERGA-OPERATOR i ENERGA Elektrownie Ostrołęka na akcje ENERGA, prowadzony na podstawie Ustawy o Wymianie Akcji Pracowniczych, w wyniku którego uprawnione osoby nabyły akcje reprezentujące łącznie 13,44% kapitału zakładowego ENERGA.

W 2010 roku Skarb Państwa rozpoczął proces prywatyzacji ENERGA, w ramach którego zawarł warunkową umowę sprzedaży 84,19% akcji w kapitale zakładowym ENERGA na rzecz PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („PGE”). W 2011 roku Prezes UOKiK wydał decyzję zakazującą PGE nabycia akcji ENERGA, która została utrzymana w mocy przez sąd w dniu 14 maja 2012 roku.

W 2011 roku ENERGA dokonała zakupu od Skarbu Państwa akcji ENERGA-OPERATOR oraz ENERGA Elektrownie Ostrołęka za łączną kwotę 585,7 mln PLN osiągając udział 99,74% w kapitale zakładowym ENERGA-OPERATOR oraz udział 89,38% w kapitale zakładowym ENERGA Elektrownie Ostrołęka.

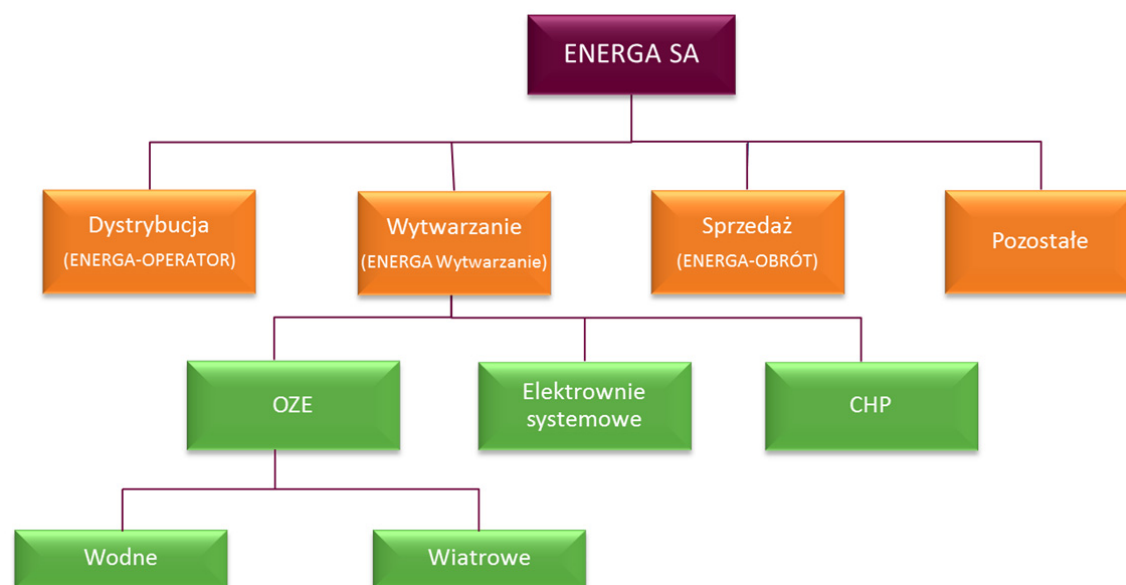
W 2013 roku ENERGA Wytwarzanie nabyła udziały spółek posiadających farmy wiatrowe o zainstalowanej mocy 165 MW oraz szereg projektów wiatrowych o planowanej mocy około 1.438 MW.

W dniu 15 listopada 2013 roku KNF zatwierdziła prospekt emisyjny Spółki sporządzony w związku z przeprowadzaną przez Skarb Państwa, pierwszą ofertą publiczną na terytorium Polski akcji Spółki, oraz w celu ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym (ryнку podstawowym) prowadzonym przez GPW. W ofercie sprzedaży ostatecznie zaoferowano 141.522.067 akcji serii AA Spółki (wraz z akcjami objętymi opcją nadprzydziału), co stanowiło 34,18% istniejącego kapitału zakładowego Spółki. Cena sprzedaży akcji w ofercie publicznej wyniosła 17 PLN za jedną akcję. W dniu 11 grudnia 2013 roku do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW dopuszczonych i wprowadzonych zostało 269.139.114 akcji serii AA Spółki.

Struktura organizacyjna

Na dzień Prospektu, Grupę tworzą ENERGA oraz 52 spółki bezpośrednio bądź pośrednio zależne od ENERGA, w tym trzy spółki stojące na czele naszych głównych segmentów działalności: (i) ENERGA-OPERATOR zarządzająca segmentem dystrybucji, (ii) ENERGA Wytwarzanie zarządzająca segmentem wytwarzania oraz (iii) ENERGA-OBROT zarządzająca segmentem sprzedaży (zobacz „—Podstawowe informacje o Grupie— Struktura Grupy ENERGA”).

Poniższy schemat przedstawia uproszczoną strukturę organizacyjną Grupy.



Źródło: Spółka.

Nasza działalność dystrybucyjna jest skonsolidowana w segmencie dystrybucji na czele z ENERGA-OPERATOR i obejmuje (i) podsegment OSD, w którym działa ENERGA-OPERATOR, będąca właścicielem i zarządcą majątku sieciowego oraz (ii) podsegment prac na sieci, który stanowią spółki zależne od ENERGA-OPERATOR realizujące zadania związane z pracami na majątku ENERGA-OPERATOR, jak również pracami projektowymi, produkcją urządzeń elektroenergetycznych oraz handlem i logistyką.

Nasza działalność wytwórcza polegająca głównie na wytwarzaniu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz działalność wytwórcza w elektrowniach konwencjonalnych i elektrociepłowniach jest skonsolidowana w segmencie wytwarzania na czele z ENERGA Wytwarzanie i obejmuje trzy oddzielne podsegmenty: OZE, elektrowni systemowych oraz elektrociepłowni (CHP).

Nasza działalność w zakresie obrotu energią elektryczną jest skonsolidowana w segmencie sprzedaży na czele z ENERGA-OBRÓT i obejmuje działalność związaną z handlem energią elektryczną, obsługą klienta oraz usługami oświetlenia ulicznego i drogowego.

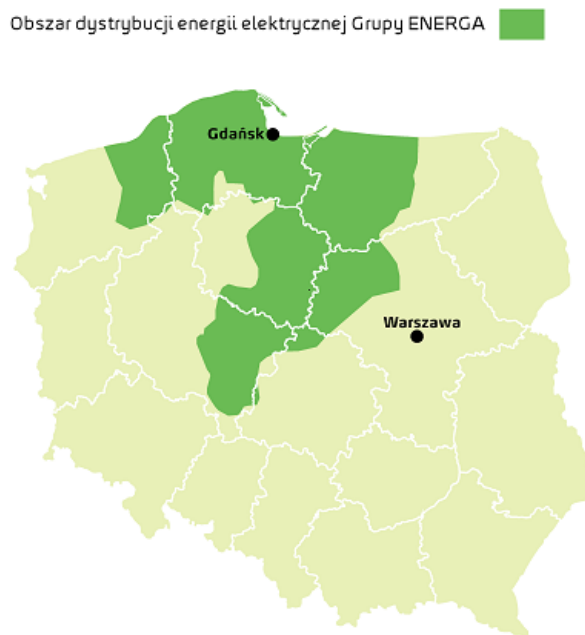
Działalność wspierająca trzy podstawowe segmenty działalności w Grupie jest skonsolidowana w ramach segmentów usługi i pozostałe, zarządzanego przez ENERGA, jako spółkę holdingową Grupy. Spółkami świadczącymi usługi wsparcia dla głównych segmentów działalności są przede wszystkim centra usług wspólnych świadczące usługi obsługi księgowej, kadrowo-płacowej, administracyjnej oraz wsparcia teleinformatycznego.

W dniu 26 sierpnia 2013 roku Zarząd ENERGA podjął kierunkową uchwałę o stopniowym ograniczaniu liczby organów nadzorczych w spółkach należących do Grupy. Docelowo rady nadzorcze pozostaną wyłącznie w spółkach będących liderami poszczególnych segmentów, tj. w segmencie dystrybucji - w spółce ENERGA-OPERATOR, w segmencie wytwarzania - w spółce ENERGA Wytwarzanie, a w segmencie sprzedaży - w spółce ENERGA-OBRÓT. Kluczowym założeniem proponowanych zmian w ładzie korporacyjnym jest uproszczenie i bardziej bezpośrednie oddziaływanie na zarządzanie głównymi procesami gospodarczymi na poziomie segmentów, co powinno przełożyć się na większą transparentność zarządzania, większą odpowiedzialność zarządów oraz ograniczenie kosztów funkcjonowania.

Dystrybucja energii elektrycznej

Za pośrednictwem linii wysokiego, średniego i niskiego napięcia, o łącznej długości ponad 193 tys. km zarówno napowietrznych, jak i kablowych, przesłaliśmy odbiorcom końcowym 15,2 TWh energii elektrycznej w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 20,1 TWh, 19,6 TWh i 19,3 TWh energii elektrycznej w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. Na dzień 30 listopada 2013 roku, nasza sieć dystrybucyjna obejmowała swoim zasięgiem obszar blisko 77 tys. km², co stanowiło około 25% powierzchni kraju. Korzystamy z naturalnego monopolu na obszarze obejmującym północną i centralną część kraju, gdzie znajdują się nasze aktywa dystrybucyjne.

Poniższy rysunek przedstawia obszar dystrybucji energii elektrycznej przez ENERGA-OPERATOR.



Źródło: Spółka.

Klienci

Na dzień 30 września 2013 roku obsługiwaliśmy ponad 2,9 mln odbiorców, z czego około 2,6 mln stanowili klienci indywidualni. Naszym odbiorcom dostarczamy energię elektryczną na podstawie umów kompleksowych zawieranych przez ENERGA-OBRÓT, bądź umów sprzedaży na zasadach TPA (umowy rozdzielone). Umowy

kompleksowe zawierają postanowienia dotyczące zarówno umowy sprzedaży energii elektrycznej, jak i umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej. Zasada TPA oznacza możliwość zakupu energii elektryczną u dowolnego, wybranego przez odbiorcę sprzedawcy posiadającego koncesję na obrót energią elektryczną, podczas, gdy operator systemu dystrybucyjnego zapewnia dostawy energii elektrycznej na podstawie osobno zawartej umowy bezpośrednio z odbiorcą. Na dzień Prospektu, klienci będący odbiorcami usługi dystrybucji energii elektrycznej na podstawie umów kompleksowych stanowią około 96% wszystkich naszych odbiorców.

W dniu 11 września 2013 roku weszła w życie większość przepisów tzw. „małego trójpaku”, które powodują m. in. konieczność dostosowania umów przyłączeniowych. W ENERGA-OPERATOR od 2009 roku wdrażana jest strategia poprawiająca obsługę klientów, w tym skrócenie czasu niezbędnego do przyłączenia do sieci. W celu dostosowania do nowych przepisów modyfikujemy harmonogramy przyłączenia do sieci w zawartych wcześniej umowach o przełączenie.

Poniższa tabela przedstawia strukturę odbiorców energii elektrycznej Grupy w podziale na liczbę klientów będących stroną umów kompleksowych oraz umów rozdzielonych we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	<i>Liczba</i>	<i>(GWh)</i>	<i>Liczba</i>	<i>(GWh)</i>	<i>Liczba</i>	<i>(GWh)</i>	<i>Liczba</i>	<i>(GWh)</i>	<i>Liczba</i>	<i>(GWh)</i>
Sprzedaż usługi dystrybucyjnej										
Umowa kompleksowa	2.837.130	10.026	2.834.243	10.832	2.835.347	14.517	2.854.525	15.451	2.841.703	16.152
Umowa rozdzielona	98.320	5.139	75.085	4.047	81.420	5.541	37.907	4.160	21.715	3.158
Razem	2.935.450	15.165	2.909.328	14.880	2.916.767	20.058	2.892.432	19.611	2.863.418	19.311

Źródło: Spółka.

Poniższe tabele przedstawiają informacje na temat wolumenu energii elektrycznej dostarczonej przez nas odbiorcom końcowym oraz liczby odbiorców, którym dostarczaliśmy energię elektryczną w poszczególnych grupach taryfowych we wskazanych okresach.

Grupy taryfowe ⁽¹⁾	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września					
	2013			2012		
	Wolumen dostarczonej energii elektrycznej <i>(TWh)</i>	Procent w całkowitej ilości dostarczanej energii <i>(%)</i>	Liczba odbiorców <i>(szt.)</i>	Wolumen dostarczonej energii elektrycznej <i>(TWh)</i>	Procent w całkowitej ilości dostarczanej energii <i>(%)</i>	Liczba odbiorców <i>(szt.)</i>
Grupa taryfowa A (WN).....	2,92	19,3	61	2,79	18,8	55
Grupa taryfowa B (SN).....	5,08	33,5	6.186	4,96	33,3	5.981
Grupa taryfowa C (NN).....	3,14	20,7	301.507	3,09	20,8	300.676
Grupa taryfowa G	4,01	26,5	2.627.696	4,04	27,2	2.602.616
Razem	15,17	100,0	2.935.450	14,88	100,0	2.909.328

⁽¹⁾ Grupa taryfowa A – najwięksi klienci, podłączeni do linii wysokiego napięcia (110 kV), np. huty, kopalnie, stocznie i inne duże zakłady przemysłowe; grupa taryfowa B – duże zakłady przemysłowe podłączone do linii średniego napięcia (od 1 kV do 60 kV), np. fabryki, szpitale, centra handlowe, obiekty wypoczynkowe i rozrywkowe; grupa taryfowa C – klienci instytucjonalni podłączeni do linii niskiego napięcia (do 1 kV), np. banki, sklepy, kliniki, punkty handlowe i usługowe, oświetlenie ulic; grupa taryfowa G – gospodarstwa domowe i podobni odbiorcy, niezależnie od napięcia przyłącza.

Źródło: Spółka.

Rok zakończony 31 grudnia

Grupy taryfowe ⁽¹⁾	2012			2011			2010		
	Wolumen dostarczonej energii elektrycznej	Procent w całkowitej ilości dostarczonej energii	Liczba odbiorców	Wolumen dostarczonej energii elektrycznej	Procent w całkowitej ilości dostarczonej energii	Liczba odbiorców	Wolumen dostarczonej energii elektrycznej	Procent w całkowitej ilości dostarczonej energii	Liczba odbiorców
	(TWh)	(%)	(szt.)	(TWh)	(%)	(szt.)	(TWh)	(%)	(szt.)
Grupa taryfowa A (WN).....	3,78	18,8	57	3,59	18,3	50	3,30	17,1	44
Grupa taryfowa B (SN).....	6,65	33,2	6.045	6,42	32,7	5.849	6,24	32,3	5.473
Grupa taryfowa C (NN).....	4,17	20,8	299.283	4,14	21,1	298.847	4,21	21,8	297.117
Grupa taryfowa G.....	5,45	27,2	2.611.382	5,46	27,8	2.587.686	5,57	28,8	2.560.784
Razem.....	20,06	100%	2.916.767	19,61	100%	2.892.432	19,31	100%	2.863.418

⁽¹⁾ Grupa taryfowa A – najwięksi klienci, podłączeni do linii wysokiego napięcia (110 kV), np. huty, kopalnie, stocznie i inne duże zakłady przemysłowe; grupa taryfowa B – duże zakłady przemysłowe podłączone do linii średniego napięcia (od 1 kV do 60 kV), np. fabryki, szpitale, centra handlowe, obiekty wypoczynkowe i rozrywkowe; grupa taryfowa C – klienci instytucjonalni podłączeni do linii niskiego napięcia (do 1 kV), np. banki, sklepy, kliniki, punkty handlowe i usługowe, oświetlenie ulic; grupa taryfowa G – gospodarstwa domowe i podobni odbiorcy, niezależnie od napięcia przyłącza.

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia wielkość sprzedaży usługi dystrybucji energii elektrycznej wraz ze średnią ceną sprzedaży tej usługi we wskazanych okresach.

Sprzedaż usługi dystrybucyjnej	Okres 9 miesięcy zakończony		Rok zakończony 31 grudnia		
	30 września		2012	2011	2010
Wielkość sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej (GWh).....	15.165	14.880	20.058	19.611	19.311
Średnia cena sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej (PLN/MWh)*.....	168,4	165,3	165,9	153,4	146,1

*Średnia cena sprzedaży usługi dystrybucji energii elektrycznej stanowi stosunek naszych zafakturowanych przychodów ze sprzedaży usługi dystrybucji energii elektrycznej (PLN) oraz ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym (MWh).

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Aktywa dystrybucyjne

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane na temat kluczowych aktywów wykorzystywanych przez nas w działalności dystrybucyjnej według stanu na wskazany dzień.

Majątek*	Na dzień	Na dzień 31 grudnia		
	30 czerwca 2013	2012	2011	2010
Łączna długość linii napowietrznych (km).....	145.224	144.925	144.480	144.441
<i>w tym</i>				
Linie WN(km).....	6.372	6.366	6.337	6.326
Linie SN (km).....	56.513	56.418	56.374	56.341
Linie nN*(km).....	82.339	82.141	81.769	81.774
Łączna długość linii kablowych (km).....	47.860	47.081	44.862	43.536
<i>w tym</i>				
Linie WN (km).....	22	22	13	13
Linie SN (km).....	11.723	11.476	11.053	10.765
Linie nN (km).....	36.115	35.583	33.796	32.758
Łączna długość linii (łącznie linie napowietrzne i kablowe) (km).....	193.084	192.006	189.342	187.977
Łączna moc transformatorów (MVA).....	17.204	17.101	16.542	15.970
Łączna liczba transformatorów w stacjach (szt.).....	59.238	58.654	58.039	57.651
Łączna liczba stacji elektroenergetycznych (szt.).....	58.894	58.320	57.641	57.115
Łączna liczba stacji transformatorowych (szt.).....	58.544	57.990	57.173	56.638
Przyłącza (szt.).....	1.101.797	1.093.503	1.073.317	1.058.279

* Długość linii podana w przeliczeniu na jeden tor linii plus przyłącza.

**Zmniejszenie całkowitej długości linii napowietrznych (linie nN) na dzień 31 grudnia 2011 roku w porównaniu ze stanem na dzień 31 grudnia 2010 roku wynika przede wszystkim z przeniesienia majątku związanego z działalnością oświetleniową na ENERGA Oświetlenie sp. z o.o.

Źródło: Spółka.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2013 roku 45% naszych sieci dystrybucyjnych eksploatowanych było poniżej 25 lat, 51% sieci dystrybucyjnych mieściło się w przedziale 25-50 lat, natomiast 4% sieci dystrybucyjnych było starsze niż 50 lat.

Taryfy

Dystrybucja energii elektrycznej w Polsce jest działalnością regulowaną, a taryfy stosowane przez OSD dotyczące świadczonych usług dystrybucji energii elektrycznej muszą zostać zatwierdzone przez Prezesa URE.

Taryfa OSD jest corocznie konstruowana w oparciu o kalkulację przychodu regulowanego obejmującego uznane przez Prezesa URE za uzasadnione koszty działalności dystrybucyjnej oraz zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność. Koszty związane z działalnością dystrybucyjną obejmują koszty operacyjne, amortyzację, podatki od majątku sieciowego, koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej, koszty zakupu usług przesyłowych od PSE oraz innych OSD oraz koszty opłaty przejściowej wynikające z Ustawy KDT. Podstawą kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału jest WRA i WACC. Taryfy zatwierdzane są z reguły na okres roku kalendarzowego. Prezes URE wyznacza długość okresów regulacyjnych (od 3 do 5 lat), dla których określa model ustalania uzasadnionych kosztów operacyjnych oraz zasad wyznaczania uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej. Zgodnie z Prawem Energetycznym, taryfy zatwierdzane przez Prezesa URE powinny w szczególności zapewniać (i) pokrycie uzasadnionych kosztów działalności gospodarczej przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność; oraz (ii) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Poniższa tabela przedstawia strukturę przychodu regulowanego zatwierdzonego przez Prezesa URE jako podstawa do kalkulacji taryfy we wskazanych okresach. Koszty operacyjne faktycznie poniesione to koszty działalności dystrybucyjnej w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011, 2010, w wysokości, odpowiednio, 880,4 mln PLN, 898,0 mln PLN, 890,2 mln PLN, pomniejszone o wynik na podstawowej działalności niedystrybucyjnej w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011, 2010, w kwocie, odpowiednio, 47,8 mln PLN, 40,2 mln PLN, 35,8 mln PLN, traktowanej przez ENERGA-OPERATOR jako źródło finansowania kosztów.

	Rok zakończony 31 grudnia			
	2013	2012	2011	2010
	<i>(mln PLN)</i>			
WRA (mln PLN).....	10.016,7	9.419,4	8.899,9	8.506,2
Współczynnik udziału WRA podlegającego wynagradzaniu (%).....	94,0	78,7	66,8	50,4
WACC (%).....	8,949%	9,624%	9,597%	10,519%
Kwota zwrotu z kapitału (mln PLN).....	843,7	713,4	570,4	450,7
Koszty uznane za uzasadnione przez URE	2.634,2	2.651,3	2.501,9	2.437,4
<i>Koszty operacyjne i pozostałe</i>	879,6	818,1	771,2	744,0
<i>Amortyzacja</i>	562,8	502,1	433,5	415,9
<i>Podatki od majątku sieciowego</i>	206,7	190,4	181,6	166,5
<i>Koszt zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej</i>	318,0	339,0	323,4	313,0
<i>Koszt zakupu usług przesyłowych</i>	667,2	801,7	792,3	798,1
Przychód regulowany	3.478,0	3.364,7	3.072,3	2.888,1
Przychód ENERGA-OPERATOR	-	3.334,9	3.013,7	2.825,5

*Różnica pomiędzy przychodem ENERGA-OPERATOR a przychodem regulowanym wynika z różnicy pomiędzy założonym przez URE poziomem dystrybucji energii elektrycznej a rzeczywistym poziomem dystrybucji (opracowywanie taryf podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE oparte jest na planowanych wielkościach dystrybucji energii elektrycznej. Jeżeli rzeczywisty poziom dystrybucji jest niższy niż zakładano przy konstruowaniu taryfy, np. w wyniku spadku popytu, osiągnięcie oczekiwanego (planowanego) poziomu przychodów może nie być możliwe).

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Istotnym czynnikiem powodującym wzrost wartości naszych przychodów z działalności dystrybucyjnej w latach 2010-2013 były zmiany w metodologii ustalania uzasadnionego poziomu zwrotu z kapitału uwzględnionego w taryfie dystrybucyjnej, wprowadzone przez Prezesa URE w 2010 roku. Zmiany te mają na celu stopniowe dostosowywanie WRA, stanowiącej podstawę do wyliczenia zwrotu z kapitału, do rzeczywistej wartości rynkowej aktywów dystrybucyjnych na przestrzeni kilku lat. Zgodnie z tą metodą majątek dystrybucyjny OSD, którzy dokonali rozdziału działalności dystrybucyjnej od obrotu energią elektryczną od dnia 1 lipca 2007 roku, został wyceniony na jednolitych zasadach i przyjęty jako podstawa do określania uzasadnionego zwrotu z kapitału. Wycenie podlegały jedynie aktywa będące w posiadaniu OSD według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku, bowiem majątek wytworzony po tej dacie jest wynagradzany w pełnej wysokości. Na dzień 1 stycznia 2009 roku (przed przeszacowaniem) WRA Grupy wyniosła 3.269,0 mln PLN. Zgodnie z obowiązującą metodologią OSD są zobowiązani do corocznej aktualizacji kalkulacji WRA i przedstawienia Prezesowi URE sprawozdania z aktualizacji WRA oraz raportu biegłego rewidenta z wykonania uzgodnionych procedur badania elementów tego sprawozdania. Z uwagi na znaczny wzrost wartości uzasadnionego zwrotu z kapitału (wynikający ze wzrostu WRA) w porównaniu z poprzednimi latami, w metodzie określono także „ścieżkę dojścia” do wynagradzania pełnej WRA. Maksymalny roczny wzrost zwrotu z kapitału dotyczący składników

wycenionego majątku został ograniczony do 1,5% przychodu regulowanego z roku poprzedniego pomniejszonego o zwrot z kapitału i amortyzację nowego majątku tj. wytworzonego po dniu 31 grudnia 2008 roku. Według tej metodologii spodziewamy się, że pełna wartość nowej WRA będzie odzwierciedlona w taryfie na 2014 rok.

Poniższa tabela przedstawia udział kosztów operacyjnych uwzględnionych przez URE w kalkulacji taryfy na usługi dystrybucyjne w łącznych kosztach operacyjnych ENERGA-OPERATOR we wskazanych okresach.

	Rok zakończony 31 grudnia		
	2012	2011	2010
Koszty operacyjne uznane za uzasadnione przez URE (mln PLN)*	818,1	771,2	744,0
Koszty operacyjne faktycznie poniesione (mln PLN)**	832,6	857,8	854,4
Koszty uzasadnione / koszty faktyczne	98,3%	89,9%	87,1%

*Koszty operacyjne uznane przez URE to suma pozycji koszty operacyjne, opłaty koncesyjne i inne.

**Koszty operacyjne faktycznie poniesione to koszty działalności dystrybucyjnej pomniejszone o wynik na działalności niedystrybucyjnej (traktowany przez spółkę jako źródło finansowania kosztów dystrybucyjnych).

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

W przypadku gdy OSD w danym okresie regulacyjnym osiągnie koszty operacyjne niższe niż uzasadnione nie jest zobowiązany do ich zwrotu (obniżenia taryfy). Jednakże wykonane koszty operacyjne w tym okresie będą brane pod uwagę przy określaniu kosztów na następny okres regulacyjny, co może skutkować określeniem niższego ich poziomu. Koszty operacyjne uznane przez URE za uzasadnione wynoszą: (a) 880 mln PLN dla 2013 roku, (b) 936 mln PLN dla 2014 roku oraz (c) 976 mln PLN dla roku 2015 (przy zakładanej inflacji 2013 roku na poziomie 1,2%).

Wzrost WRA oraz przychodu regulowanego na skutek wdrożenia planu inwestycyjnego wymaga zatwierdzenia przez Prezesa URE nakładów inwestycyjnych OSD. Złożony przez ENERGA-OPERATOR projekt planu rozwoju na lata 2011-2015 Prezes URE uzgodnił odrębnie dla 2011 roku (w trakcie postępowania o zatwierdzenie Taryfy) oraz dla pozostałego okresu. W przedłożonym do URE planie rozwoju nakłady inwestycyjne ENERGA-OPERATOR wynoszą: (a) 1.430 mln PLN w 2013 roku, (b) 1.346 mln PLN w 2014 roku oraz (c) 1.353 mln PLN w 2015 roku. Zgodnie z Prawem Energetycznym OSD zobowiązane są do dokonywania co 3 lata oceny realizacji planu rozwoju oraz przedłożenia Prezesowi URE do uzgodnienia zmian tego planu. W czerwcu 2013 roku Prezes URE wystąpił do OSD z pismem, wskazując wyżej wymieniony przepis z jednoczesnym oczekiwaniem złożenia projektu planu rozwoju na lata 2014–2019. Dla lat 2014–2015 przedłożono aktualizację obecnie obowiązującego planu, która przewiduje m. in. utrzymanie poziomu nakładów inwestycyjnych w porównaniu z poprzednim planem rozwoju. W aktualizacji dla okresu 2014–2015 zaplanowano łączne nakłady inwestycyjne w kwocie 2.715 mln PLN, co stanowi wzrost o 0,6% w stosunku do poprzedniego planu. W ramach tej kwoty przewidziano między innymi 1.046 mln PLN na rozbudowę sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców, 531 mln PLN na rozbudowę i modernizację sieci w związku z obowiązkiem przyłączania OZE, 540 mln PLN na modernizację sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw oraz kwotę 368 mln PLN na wdrożenie systemu AMI i innych elementów sieci inteligentnych. Oczekiwanie co do okresu na jaki ma zostać sporządzony projekt planu rozwoju zostało wcześniej skonsultowane z OSD. Ustalono, że uzgadnianie planów rozwoju będzie następowało co trzy lata na okres sześciu lat.

Poniższa tabela przedstawia udział nakładów inwestycyjnych uwzględnionych w taryfie w całkowitych nakładach inwestycyjnych ENERGA-OPERATOR we wskazanych okresach.

	Rok zakończony 31 grudnia		
	2012	2011	2010
Wydatki inwestycyjne uznane za uzasadnione przez URE (mln PLN)	1.351,8	1.180,1	886,7
Wydatki inwestycyjne faktycznie poniesione (mln PLN).....	1.433,8	1.253,5	973,9
Wydatki uzasadnione / wydatków faktycznych	94,3%	94,1%	91,0%

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Wykonanie nakładów inwestycyjnych odbiegające od poziomu uzgodnionego z URE w planie rozwoju na dany rok, skutkuje korektą WRA poprzez mechanizm jej corocznej aktualizacji zgodnie z obowiązującą metodą określania WRA i zwrotu z zaangażowanego kapitału. Prezes URE ma prawo oceny efektywności wykonanych inwestycji i określenia ich uzasadnionego poziomu uwzględnianego następnie w aktualizacji. Zgodnie z obowiązującymi zasadami uwzględnienie nakładów inwestycyjnych odbiegających od uzgodnionego poziomu

jest uwzględniane w aktualizacji WRA w drugim roku po zakończeniu okresu w którym nastąpiło odchylenie. W latach 2010-2011 Prezes URE uznał pełną wartość wykonanych przez Spółkę nakładów inwestycyjnych, pomimo, iż przekraczały one poziom ujęty w zatwierdzonym planie rozwoju, co zostało uwzględnione w aktualizacji WRA odpowiednio w 2012 i 2013 roku. W grudniu 2013 roku inwestycje wykonane w 2012 roku zostały w pełni uwzględnione w aktualizacji WRA na 2014 rok, a wyznaczony na jej podstawie zwrot z kapitału został uwzględniony w kalkulacji taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE.

Zasady ustalania Wartości Regulacyjnej Aktywów i uzasadnionego zwrotu z kapitału określone są w dokumencie „Metoda ustalania Wartości Regulacyjnej Aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału”. Zgodnie z tymi zasadami OSD są zobowiązani do corocznej aktualizacji kalkulacji WRA i przedstawienia Prezesowi URE sprawozdania z aktualizacji WRA oraz raportu biegłego rewidenta z wykonania uzgodnionych procedur badania elementów tego sprawozdania. Model aktualizacji WRA można zapisać za pomocą poniższej formuły:

$$WRA_t = WRA_{t-1} + I_{t-1} - OP_{t-1} - SP_{t-1} - AR_{t-1} - \Delta I_{t-2}$$

gdzie:

- ▶ WRA_t – wartość regulacyjna aktywów dla roku t (według stanu na początek danego roku taryfowego),
- ▶ t – rok taryfowy;
- ▶ AR_{t-1} oznacza amortyzację WRA na rok t-1;
- ▶ I_{t-1} oznacza wysokość nakładów inwestycyjnych uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok t-1;
- ▶ OP_{t-1} – opłaty przyłączeniowe uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok t-1;
- ▶ ΔI_{t-2} oznacza różnicę w nakładach inwestycyjnych, opłatach przyłączeniowych oraz środkach pomocowych i innych źródłach finansowania o charakterze bezzwrotnym,
- ▶ SP_{t-1} – środki pomocowe i inne źródła finansowania o charakterze bezzwrotnym planowane do wypłaty spółce sieciowej w celu sfinansowania aktywów sieciowych w roku t-1.

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat wartości aktualizujących WRA objętych sprawozdaniem we wskazanych okresach.

	2009	2010	2011	2012	2013
	<i>(mln PLN)</i>				
AR_{t-1}		501,1	508,6	594,8	667,4
I_{t-1}		625,7	886,7	1.180,1	1.351,8
OP_{t-1}		86,0	108,2	130,0	192,4
ΔI_{t-2}		0,0	(123,9)	(71,7)	(116,5)
SP_{t-1}		0,0	0,0	7,4	11,1
WRA_t	8.467,6	8.506,2	8.899,9	9.419,4	10.016,7

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

W związku ze wspomnianą powyżej ścieżką dojścia do wynagradzania w taryfie pełnego WRA w poszczególnych latach następowało stopniowe zwiększanie wartości zwrotu z kapitału liczonego od przeszacowanej WRA.

Poniższa tabela przedstawia informację na temat zwiększania wartości zwrotu z kapitału liczonego od przeszacowanej WRA.

	2010	2011	2012	2013
	<i>(w mln PLN o ile nie wskazano inaczej)</i>			
WRA _t	8.506,2	8.899,9	9.419,4	10.016,7
Zwrot z kapitału liczony od przeszacowanej WRA (zgodnie z formułą 1,5% przychodu regulowanego)	395,0	436,9	479,7	524,7
WACC.....	10,519%	9,597%	9,624%	8,949%
Zwrot z kapitału liczony od inwestycji zrealizowanych po 31.12.2008	55,7	133,5	233,2	319,0
Łączny zwrot z kapitału uwzględniony w kalkulacji przychodu regulowanego.....	450,7	570,4	713,4	843,7
Zwrot z kapitału liczony bez ścieżki dojścia.....	894,8	854,1	906,5	896,4
WRA wynagradzane w taryfie	4.284,6	5.943,5	7.408,4	9.428,4
WRA niewynagradzane w taryfie.....	4.221,6	2.956,4	2.011,0	588,3
Efektywny zwrot z WRA.....	5,298%	6,409%	7,574%	8,423%

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Straty sieciowe

Straty sieciowe energii elektrycznej w procesie jej dystrybucji obejmują (i) straty techniczne rozumiane jako przemiana fizycznej energii elektrycznej w ciepło podczas przepływu prądu elektrycznego przez sieć dystrybucyjną, oraz (ii) straty handlowe związane z nielegalnym poborem energii elektrycznej oraz wynikające z błędów przyrządów pomiarowych lub niejednoczesności odczytów.

Jednym z elementów naszej strategii oraz programu inwestycyjnego jest modernizacja i rozbudowa sieci dystrybucyjnej oraz inwestycje w nową infrastrukturę dystrybucyjną w celu ograniczenia strat sieciowych, obniżenia częstotliwości awarii oraz skrócenia przerw w dostawach energii elektrycznej (zobacz „—Strategia” oraz „—Program inwestycyjny” powyżej).

Poziom strat sieciowych w dystrybucji energii elektrycznej (liczony jako stosunek łącznej wartości strat sieciowych do ilości energii elektrycznej wprowadzanej do sieci) wyniósł odpowiednio 6,2%, 6,4% i 6,9% w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. ENERGA-OPERATOR systematycznie realizuje program ograniczania strat systemowych poprzez całą gamę zadań inwestycyjnych mających na celu modernizację i podniesienie jakości sieci dystrybucyjnej (nowe lub zmodernizowane linie, kable, stacje transformatorowe) oraz poprzez realizację programu wdrożenia liczników inteligentnych.

Poniższa tabela przedstawia udział kosztów z tytułu strat sieciowych uwzględnionych w taryfie w całkowitych kosztach z tytułu strat sieciowych ENERGA-OPERATOR we wskazanych okresach.

	Rok zakończony 31 grudnia		
	2012	2011	2010
Koszty strat sieciowych uznane za uzasadnione przez URE (mln PLN).....	339,0	323,4	313,0
Faktyczne koszty strat sieciowych (mln PLN).....	307,4	324,7	355,0
Faktyczne / Uzasadnione	90,7%	100,4%	113,4% ⁽¹⁾

⁽¹⁾ W 2010 roku ENERGA-OPERATOR poniosła wyższe koszty strat sieciowych niż uznane przez Prezesa URE za uzasadnione w taryfie na 2010 rok. Cena zakupu energii elektrycznej przez ENERGA-OPERATOR była o 23% wyższa, a straty sieciowe były o 8% niższe od uznanych w taryfie przez Prezesa URE.

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych są określone w taryfie w oparciu o ceny zaaprobowane przez URE (które mogą się różnić od rzeczywistych cen zakupu energii elektrycznej poniesionych przez OSD) oraz wysokość szacowaną przez URE.

Poniższa tabela przedstawia wielkość strat sieciowych we wskazanych okresach.

	Rok zakończony 31 grudnia		
	2012	2011	2010
Roczne straty sieciowe (MWh)	1.537.030,2	1.564.803,0	1.695.550,1
Wskaźnik łącznych strat sieciowych (%)	6,2	6,4	6,9
Straty sieciowe uznane za uzasadnione przez URE (MWh).....	1.637.596,0	1.720.000,0	1.841.000,0
Straty sieciowe faktyczne – straty sieciowe uzasadnione (MWh)	(100.565,8)	(155.197,0)	(145.449,9)
(Straty sieciowe faktyczne – straty sieciowe uzasadnione) / straty sieciowe uzasadnione (%).....	(6,1)	(9,0)	(7,9)

Źródło: Spółka.

Zakłócenia w dostawach energii elektrycznej

ENERGA-OPERATOR jako pierwszy wśród krajowych OSD, posiadających rozproszoną strukturę, z początkiem 2011 roku wdrożyła jednolitą platformę informatyczną (System Zarządzania Majątkiem Sieciowym—SID—zintegrowany ze SCADA) pozwalającą na scentralizowaną rejestrację wyłączeń planowanych i nieplanowanych skutkujących przerwami w dostawach energii elektrycznej do odbiorców. Od tego momentu zakłócenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców są rejestrowane w sposób szczegółowy i jednolity we wszystkich oddziałach ENERGA-OPERATOR.

Zakłócenia w sieci dystrybucyjnej odzwierciedlane są wskaźnikami ciągłości zasilania odbiorców SAIDI (ang. *System Average Interruption Duration Index*, wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej wyrażony w minutach na odbiorcę na rok), oraz SAIFI (ang. *System Average Interruption Frequency Index*, wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich). Wskaźniki SAIDI i SAIFI wyznaczone są oddzielnie dla przerw planowych oraz nieplanowych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Poniższa tabela przedstawia poziom wskaźników SAIDI i SAIFI jaki osiągnęliśmy we wskazanych okresach.

	SAIDI			SAIFI		
	nieplanowane	nieplanowane z katastrofalnymi*	planowane	nieplanowane	nieplanowane z katastrofalnymi*	planowane
	<i>Liczba minut na odbiorcę we wskazanym okresie</i>			<i>Zakłócenia na odbiorcę we wskazanym okresie</i>		
Okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2013.....	115,6	116,2	46,1	1,96	1,96	0,29
Okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2012.....	174,00	177,30	57,10	2,72	2,73	0,30
Rok zakończony 31 grudnia 2012.....	221,10	225,10	83,70	3,39	3,39	0,43
Rok zakończony 31 grudnia 2011.....	418,70	472,90	130,40	4,84	4,86	0,59
Rok zakończony 31 grudnia 2010.....	306,20	404,30	122,50	4,02	4,07	0,48

* Przerwy katastrofalne zgodne z definicją zapisaną w Rozporządzeniu Systemowym są to przerwy w zasilaniu odbiorców trwające powyżej 24 godzin (bez względu na przyczynę ich wystąpienia).

Źródło: Spółka.

Znaczące pogorszenie wyników SAIDI/SAIFI w 2011 roku jest efektem wystąpienia znacząco wyższej liczby awarii katastrofalnych, spowodowanych niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi w porównaniu z latami 2010 i 2012. Mimo czynników wymienionych powyżej, kluczowe znaczenie dla poprawy wskaźników ciągłości zasilania w latach 2010–2012 miały: (i) realizowany konsekwentnie program inwestycyjny, ukierunkowany w obszarze modernizacji istniejących aktywów przede wszystkim na poprawę ciągłości zasilania i obniżenie strat technicznych oraz (ii) działalność eksploatacyjno-utrzymawczą ukierunkowaną na eliminację ryzyk związanych z występowaniem niekorzystnych warunków atmosferycznych jak również realizacja prac planowych na sieci w sposób nie powodujący przerw w zasilaniu odbiorców poprzez m.in. realizację prac w technologiach prac pod napięciem.

Naszym celem jest zapewnienie klientom maksymalnego poziomu niezawodności w dostawach energii elektrycznej. Dzięki staraniom nakierowanym na podniesienie jakości działalności i organizacji pracy, oraz dzięki nakładom na modernizację sieci poniesionym w ostatnim okresie, w tym nakładom inwestycyjnym na składniki sieci i elementy najbardziej podatne na uszkodzenie lub będące w złym stanie technicznym, nasze wskaźniki niezawodności uległy poprawie. Łączny wskaźnik SAIDI został zredukowany z 527 minut na odbiorcę w roku zakończonym 31 grudnia 2010 roku do poziomu 309 minut na odbiorcę w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku, a łączny wskaźnik SAIFI z 4,6 przerw na odbiorcę w roku zakończonym 31 grudnia 2010 roku do 3,8 przerw na odbiorcę w roku zakończonym 31 grudnia 2012 roku. Podejmowane inicjatywy zapewniły nam w roku zakończonym 31 grudnia 2012 wiodącą pozycję wśród czterech największych OSD działających na Polskim rynku pod względem niezawodności dostaw energii elektrycznej mierzonej łączną wartością wskaźników SAIDI i SAIFI. Szacujemy, że poprawa wskaźników SAIDI i SAIFI w 2012 roku przyniosła nam około 16 mln PLN oszczędności.

Działania restrukturyzacyjne

W latach 2009-2012 celem poprawy rentowności segmentu dystrybucji energii elektrycznej, przeprowadziliśmy jego reorganizację. Głównie działania restrukturyzacyjne objęły przede wszystkim zmniejszenie poziomu zatrudnienia o 21% z poziomu 8.210 na dzień 1 stycznia 2009 roku do poziomu 6.525 osób na dzień 30 września 2013 roku.

Kolejne działania restrukturyzacyjne to wdrożenie programu optymalizacji kosztów operacyjnych, w ramach którego zwiększono dyscyplinę kosztową oraz wprowadzono kolejne etapy zmierzające do optymalizacji procesów. Działania te obejmowały m.in. uruchomienie centralnej i rejonowych dyspozycji mocy celem zmniejszenia liczby lokalizacji, z których prowadzone jest zarządzanie ruchem oraz przeniesienie z dniem 1 listopada 2011 roku obsługi księgowej, kadrowej i płacowej do spółki ENERGA CUW.

Głównym celem reorganizacji naszego segmentu dystrybucji w latach 2009-2012 roku było zmniejszenie różnicy między kosztami działalności uwzględnionymi przez URE przy wyliczaniu taryfy dystrybucyjnej a kosztami operacyjnymi rzeczywiście ponoszonymi przez ENERGA-OPERATOR. Naszym celem jest zmniejszenie tej różnicy do 2,7% w 2013 roku, 1,8% w 2014 i 1,9% w 2015 roku.

W 2013 roku podjęliśmy działania mające na celu podniesienie efektywności realizacji zadań inwestycyjnych w segmencie dystrybucji energii elektrycznej, głównie poprzez poszukiwanie tańszych i bardziej efektywnych sposobów realizacji inwestycji niż dotychczas. W dużej mierze będzie to związane z ograniczeniem zakresu prac inwestycyjnych realizowanych przez spółki z Grupy i zlecaniem tych robót do podmiotów zewnętrznych. Celem tych działań jest realizacja zaplanowanego zakresu rzeczowego zadań inwestycyjnych, ale przy mniejszych nakładach finansowych.

W ramach powyższych działań, prowadzony jest proces zmiany profilu działalności sześciu spółek eksploatacyjno-inwestycyjnych. W 2014 roku spółki te zaprzestaną realizować inwestycje na majątku ENERGA-OPERATOR, ze względu na wysokie koszty realizacji tego typu prac.

W czerwcu 2013 roku rozpoczęliśmy proces sprzedaży udziałów w spółkach realizujących inwestycje sieciowe, spółce świadczącej usługi projektowe oraz spółkach zajmujących się produkcją. Podmioty te działają na konkurencyjnym rynku, a usługi które świadczą, mogą być nabywane przez ENERGA-OPERATOR od wielu dostawców.

W dniu 24 września 2013 roku, w ramach zmiany profilu działalności sześciu spółek eksploatacyjno-inwestycyjnych zarząd ENERGA-OPERATOR podjął decyzję o wypowiedzeniu tym spółkom części umowy SLA (ang. *Service Level Agreement*) dotyczącej realizacji prac inwestycyjnych ze skutkiem na koniec marca 2014 roku. Docelowo zadania inwestycyjne będą realizowane na warunkach rynkowych przez podmioty niepowiązane z ENERGA-OPERATOR, co ma skutkować ograniczeniem kosztów tych zadań. Równocześnie zarząd ENERGA-OPERATOR oraz zarządy spółek prac na sieci przygotowały dla pracowników odpowiedzialnych za realizację prac inwestycyjnych, którzy zdecydują się na dobrowolne odejście: (i) wypłatę odszkodowania lub (ii) wypłatę odszkodowania oraz zagwarantowanie przez trzy kolejne lata zleceń wykonywania na warunkach rynkowych prac inwestycyjnych na rzecz ENERGA-OPERATOR o wartości do 161 tys. PLN rocznie. Ponadto przygotowano odrębny program dedykowany dla pracowników, którzy nie później niż w dniu 31 grudnia 2015 roku nabędą uprawnienie do emerytury lub świadczenia przedemerytalnego.

W ramach działań restrukturyzacyjnych, usługi związane z obsługą, eksploatacją, utrzymaniem i administrowaniem nieruchomościami nieenergetycznymi ENERGA-OPERATOR (tzw. *facility management*), realizowane dotychczas przez pracowników ENERGA-OPERATOR oraz podmioty spoza Grupy, zostały w całości przejęte przez dwie spółki celowe utworzone przez ENERGA-OPERATOR. Po przejęciu przez nowo utworzone spółki celowe z dniem 1 października 2013 roku dotychczasowych części zakładów pracy i pracowników związanych z obsługą nieruchomości nieenergetycznych i zawarciu umów dotyczących realizacji usług typu *facility management* na rzecz ENERGA-OPERATOR, udziały w spółkach celowych zostały zbyte na rzecz inwestorów branżowych. Celem zrealizowanych działań jest uzyskanie oszczędności w wyniku niższych kosztów obsługi nieruchomości nieenergetycznych.

Segment wytwarzania

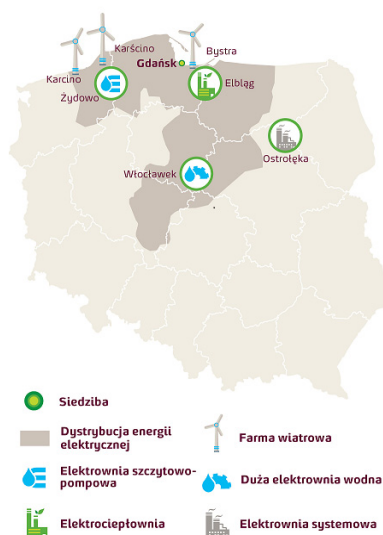
Na dzień 30 września 2013 roku, całkowita zainstalowana elektryczna moc wytwórcza naszych elektrowni wynosiła około 1,3 GW. Zainstalowana w naszych elektrowniach moc wytwórcza energii elektrycznej bazuje na zdywersyfikowanych źródłach energii takich jak węgiel kamienny, woda, biomasa, a od niedawna także wiatr.

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat produkcji energii elektrycznej w podziale na podsegmenty działalności we wskazanych okresach.

Produkcja GWh	Okres zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	<i>brutto</i>	<i>netto</i>	<i>brutto</i>	<i>netto</i>	<i>brutto</i>	<i>netto</i>	<i>brutto</i>	<i>netto</i>	<i>brutto</i>	<i>netto</i>
Elektrownie systemowe	2.784,5	2.534,5	2.572,2	2.328,9	3.171,7	2.865,6	3.536,5	3.216,7	3.141,1	2.835,0
CHP	105,2	87,7	102,1	85,5	145,6	122,0	140,3	117,6	147,9	123,4
OZE	866,1	852,7	599,8	590,1	754,5	742,1	1.005,5	988,6	1.267,3	1.249,8
Produkcja energii elektrycznej łącznie	3.755,9	3.474,9	3.274,1	3.004,5	4.071,8	3.729,7	4.682,3	4.322,9	4.556,3	4.208,3

Źródło: Spółka.

Poniższy rysunek przedstawia rozmieszczenie naszych głównych aktywów wytwórczych.



Źródło: Spółka.

Segment wytwarzania obejmuje następujące podsegmenty: odnawialne źródła energii, elektrownie systemowe i CHP (*Combined Heat and Power*).

Działalność w ramach podsegmentu elektrownie systemowe prowadzona jest przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka, która wyprodukowała 2,8 TWh energii elektrycznej i 1.038,5 TJ ciepła w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 3,2 TWh, 3,5 TWh i 3,1 TWh energii elektrycznej i, odpowiednio, 1.603,8 TJ, 1.449,5 TJ i 3.316,2 TJ ciepła w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

Działalność w ramach podsegmentu odnawialne źródła energii prowadzona jest głównie przez ENERGA Wytwarzanie, która wyprodukowała 0,8 TWh energii elektrycznej w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 0,8 TWh, 1,0 TWh i 1,3 TWh energii elektrycznej w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. Po nabyciu w czerwcu i lipcu 2013 roku portfela farm wiatrowych od DONG Energy Wind Power A/S oraz Iberdrola Renovables Energia S.A.U., zwiększyliśmy naszą moc zainstalowaną OZE o 165 MW.

Działalność w ramach podsegmentu CHP prowadzona jest przez ENERGA Kogeneracja oraz ENERGA Elektrociepłownia Kalisz, które wyprodukowały 0,1 TWh energii elektrycznej i 1.718,2 TJ ciepła w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 0,1 TWh, 0,1 TWh i 0,1 TWh energii elektrycznej i, odpowiednio, 2.495,8 TJ, 2.449,5 TJ i 2.826,3 TJ ciepła w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat osiągalnych mocy wytwórczych energii elektrycznej oraz ciepła w Grupie według stanu na wskazany dzień.

Spółka	Paliwo	Moc elektryczna osiągalna (MWe)					Moc cieplna osiągalna (MWt)				
		Na dzień 30 września		Na dzień 31 grudnia			Na dzień 30 września		Na dzień 31 grudnia		
		2013	2012	2012	2011	2010	2013	2012	2012	2011	2010
ENERGA Elektrownie Ostrołęka	węgiel /biomasa	722,0	722,0	722,0	722,0	722,0	394,3	394,3	394,3	394,3	394,3
ENERGA Wytwarzanie ...	woda	310,4*	358,7	361,9	358,7	358,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENERGA Kogeneracja.....	węgiel/gaz	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	246,9	246,9	246,9	270,9	270,9
ENERGA Elektrociepłownia											
Kalisz	węgiel	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	106,0	106,0	106,0	106,0	106,0
EPW Karcino ⁽¹⁾	wiatr	51,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ZCP Karścino	wiatr	90,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ZCP Bystra	wiatr	24,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Razem		1.246,4	1.129,7	1.132,9	1.129,7	1.129,2	747,2	747,2	747,2	771,2	771,2

* Niższa moc osiągalna na dzień 30 września 2013 roku niż na dzień 31 grudnia 2012 roku wynikała z trwającej modernizacji, a tym samym wyłączenia na ten czas jednego hydrozespołu w ESP Żydowo.

⁽¹⁾ W dniu 31 października 2013 roku Sąd Rejonowy Gdańsk – Północ dokonał rejestracji połączenia spółek ENERGA Hydro (obecnie: ENERGA Wytwarzanie) oraz EPW Karcino sp. z o.o. Połączenie nastąpiło poprzez przeniesienie na ENERGA Hydro (obecnie: ENERGA Wytwarzanie) jako spółki przejmującej całego majątku EPW Karcino sp. z o.o. jako spółki przejmowanej.

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia poziom produkcji energii elektrycznej brutto w Grupie z podziałem na źródła wytwarzania we wskazanych okresach.

Paliwo	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia						
	2013		2012		2012		2011		2010		
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	
Produkcja energii ogółem											
ENERGA	3.755,9	100,0	3.274,1	100,0	4.071,8	100,0	4.682,3	100,0	4.556,3	100,0	
Produkcja energii ze źródeł konwencjonalnych ...											
2.382,5	63,4	2.251,5	68,8	2.765,4	67,9	3.367,8	71,9	2.999,2	65,8		
ENERGA Elektrownie Ostrołęka	węgiel	2.277,3	60,6	2.149,4	65,6	2.619,8	64,3	3.227,5	68,9	2.851,3	62,6
ENERGA Kogeneracja	węgiel	93,5	2,5	89,4	2,7	126,5	3,1	122,9	2,6	129,6	2,8
ENERGA Elektrociepłownia Kalisz											
11,7	0,3	12,7	0,4	19,1	0,5	17,4	0,4	18,3	0,4		
Produkcja energii ze źródeł odnawialnych											
1.358,7	36,2	1.008,6	30,8	1.284,9	31,6	1.292,2	27,6	1.516,1	33,3		
ENERGA Wytwarzanie	woda	809,7	21,6	585,8	17,9	733,0	18,0	983,2	21,0	1.226,3	26,9
ENERGA Elektrownie Ostrołęka	biomasa	507,2	13,5	422,8	12,9	551,9	13,6	309,0	6,6	289,8	6,4
Farmy wiatrowe	wiatr	41,8	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie											
14,6	0,4	14,0	0,4	21,5	0,5	22,3	0,5	41,0	0,9		

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia poziom produkcji ciepła brutto w Grupie z podziałem na źródła wytwarzania we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	(TJ)	(%)	(TJ)	(%)	(TJ)	(%)	(TJ)	(%)	(TJ)	(%)
Produkcja ciepła w Grupie.....	2.756,6	100,0	2.819,4	100,0	4.099,6	100,0	3.899,0	100,0	6.142,5	100,0
ENERGA Elektrownie										
Ostrołęka	1.038,5	37,7	1.147,9	40,7	1.603,8	39,1	1.449,5	37,2	3.316,2	54,0
<i>Węgiel.....</i>	872,4	31,6	901,4	32,0	1.288,3	31,4	1.305,5	33,5	2.762,5	45,0
<i>współspalanie biomasy...</i>	166,1	6,0	246,6	8,7	315,5	7,7	143,9	3,7	553,7	9,0
ENERGA Kogeneracja	1.369,5	49,7	1.334,9	47,3	2.010,6	49,0	1.975,1	50,7	2.277,3	37,1
<i>Węgiel.....</i>	1.366,0	49,6	1.330,1	47,2	2.001,7	48,8	1.972,2	50,6	2.273,9	37,0
<i>Biomasa.....</i>	1,7	0,1	2,8	0,1	5,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Gaz.....</i>	1,8	0,1	2,0	0,1	3,3	0,1	2,9	0,1	3,3	0,1
ENERGA										
Elektrociepłownia Kalisz	348,7	12,6	336,5	11,9	485,2	11,8	474,4	12,2	549,0	8,9

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat stopnia wykorzystania mocy elektrycznej oraz mocy cieplnej w Grupie we wskazanym okresie.

	Rok zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2012		2012	
	Stopień wykorzystania mocy elektrycznej (%)		Stopień wykorzystania mocy cieplnej (%)	
Elektrownia Ostrołęka B.....	54,60		n.d.	
Elektrociepłownia Ostrołęka A	10,10		12,90	
Elektrociepłownia Elbląg.....	29,39		26,82	
Ciepłownia Żychlin.....	n.d.		17,86	
Ciepłownia Wyszogród	n.d.		18,50	
Ciepłownia Winnica	n.d.		11,49	
Elektrociepłownia Kalisz.....	27,20		12,00	
Elektrownia wodna we Włocławku.....	42,89		n.d.	
Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie	n.d.		n.d.	
Małe elektrownie wodne.....	54,01		n.d.	

Źródło: Spółka.

Podsegment odnawialnych źródeł energii

Jesteśmy liderem wśród głównych grup energetycznych działających na polskim rynku pod względem udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w energii wytworzonej ogółem. Produkcja energii odnawialnej odbywa się w ramach 46 elektrowni wodnych przepływowych, w instalacjach spalających biomasę oraz niedawno nabytych farmach wiatrowych. Na dzień Prospektu, w Grupie zainstalowanych jest ponad 508,1 MWe w odnawialnych źródłach energii, co stanowi 38,6% naszej łącznej mocy zainstalowanej.

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku, wyprodukowaliśmy 1,4 TWh w odnawialnych źródłach energii (elektrownie wodne, wiatrowe i współspalające biomasę), co stanowiło 36% łącznej produkcji energii elektrycznej w Grupie. W latach zakończonych 31 grudnia, 2012, 2011 i 2010 roku energia elektryczna wytworzona przez nasze jednostki OZE wynosiła odpowiednio 1,3 TWh, 1,3 TWh i 1,5 TWh, czyli odpowiednio 32%, 28% oraz 33% łącznej produkcji energii elektrycznej w Grupie.

W ramach Grupy, aktywa wszystkich 46 elektrowni wodnych oraz jednej elektrowni szczytowo-pompowej (która nie kwalifikuje się jako odnawialne źródło energii) skupia spółka ENERGA Wytwarzanie, która pełni też rolę operatora we wszystkich elektrowniach wodnych należących do Grupy.

Największą elektrownią wodną w ramach ENERGA Wytwarzanie jest elektrownia wodna we Włocławku na rzece Wisła, z mocą zainstalowaną na poziomie 160,2 MWe, która jest największą przepływową elektrownią wodną w Polsce. Do ENERGA Wytwarzanie należy również elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie, która na podstawie wieloletniej umowy zawartej dnia 28 sierpnia 2009 roku świadczy na rzecz PSE systemowe usługi regulacyjne w zakresie regulacji KSE (zobacz „Istotne umowy—Umowa o świadczenie usługi pracy interwencyjnej z dnia 28 sierpnia 2009 roku pomiędzy ENERGA Wytwarzanie a PSE” poniżej). W październiku

2013 zakończyła się kompleksowa modernizacja ESP Żydowo. W ramach projektu zmodernizowana została zasadnicza część urządzeń elektrowni, a wskutek zwiększenia sprawności hydrozespołów moc osiągalna elektrowni zwiększyła się o 10 MWe, ze 157 MWe do 167 MWe.

Poniższa tabela przedstawia produkcję i sprzedaż energii elektrycznej przez ENERGA Wytwarzanie we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	Produkcja	Sprzedaż	Produkcja	Sprzedaż	Produkcja	Sprzedaż	Produkcja	Sprzedaż	Produkcja	Sprzedaż
	<i>(GWh)</i>									
EW Włocławek	719,6	699,4	486,8	478,6	603,5	593,0	857,0	806,8	1.102,6	1.022,1
ESP Żydowo	14,6	14,6	14,0	14,0	21,5	21,5	22,3	22,3	41,0	41,0
Pozostałe	90,1	88,8	99,0	97,5	129,5	127,6	126,2	124,2	123,7	121,0
Razem	824,3	802,8	599,8	590,1	754,5	742,1	1.005,5	953,3	1.267,3	1.184,2

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia wybrane informacje na temat naszych elektrowni wodnych według stanu na dzień Prospektu.

Nazwa	Rzeka	Rodzaj	Rok budowy/ modernizacji	Liczba hydrozespołów	Moc zainstalowana (MWe)
EW Włocławek	Wisła	Przeptywowa	1970 / 2007-2012	6	160,2
ESP Żydowo	Jezioro Kamienne i Jezioro Kwiecko	Szczytowo pompowa	1971 / 2011- 2013	3	150,0
EW Bielkowo	Radunia	Przeptywowa	1925 / 2008 i 2011	3	6,7
EW Gałąźnia Mała	Słupia	Przeptywowa	1912 / 14	6	4,3
EW Rosnowo	Radew	Przeptywowa	1924 / 2009	3	3,3
EW Pierzchały	Pasłęka	Przeptywowa	1913 / 16	3	2,6
EW Straszyn	Radunia	Przeptywowa	1910 / 1932 / 1937 / 2009	3	2,4
EW Strzegomino	Słupia	Przeptywowa	1922 / 24	3	2,4
EW Łapino	Radunia	Przeptywowa	1925/1999 / 2010	2	2,3
EW Brąswald	Łyna	Przeptywowa	1936 / 2003	2	2,2
EW Niedalino	Radew	Przeptywowa	1912	3	1,1
EW Kotowo	Łyna	Przeptywowa	2010	2	1
EW Krzynia	Słupia	Przeptywowa	1925 / 1926	2	0,9
EW Borowo	Drawa	Przeptywowa	1916 / 1918	2	0,9
EW Łyna	Łyna	Przeptywowa	1916 / 1996	2	0,9
EW Prędziszyn	Radunia	Przeptywowa	1937 / 2008	2	0,9
EW Kuźnice	Radunia	Przeptywowa	1908 / 1934 / 1961 / 2006	2	0,7
EW Braniewo	Pasłęka	Przeptywowa	1930	2	0,7
EW Wojdyty	Łyna	Przeptywowa	2002	2	0,6
EW Lidzbark Warmiński	Łyna	Przeptywowa	1906 / 2001	2	0,6
EW Oława II	Kanał Młynówka, Odra	Przeptywowa	1991 / 2004	4	0,6
EW Rutki	Radunia	Przeptywowa	1910 / 2012	2	0,5
EW Rakowiec	Nogat	Przeptywowa	1934 / 35 / 2002	1	0,54
EW Kępka	Wieprza	Przeptywowa	1911 / 1998	2	0,5
EW Kępice	Wieprza	Przeptywowa	1918 / 1994	3	0,5
EW Biesowice I	Wieprza	Przeptywowa	1905	3	0,4

EW Kolincz	Wierzycza	Przeptywowa	1912	1	0,4
			1935 / 36 / w trakcie modernizacji	2	0,4
EW Rościno	Parsęta	Przeptywowa		2	0,4
EW Żelkowo	Lupawa	Przeptywowa	1906 / 1951	2	0,4
EW Stocki Młyn	Wierzycza	Przeptywowa	1908 / 1963 / 1994	1	0,4
EW Pieniężno	Walsza	Przeptywowa	1914 / 1958	2	0,4
EW Struga	Słupia	Przeptywowa	1896 / 2009 / 2012	1	0,3
EW Czarnocińskie Piece	Wierzycza	Przeptywowa	1907 / 2002 / 2009	1	0,3
EW Pruszcz II	Radunia	Przeptywowa	2005	1	0,3
EW Owidz	Wierzycza	Przeptywowa	1910 / 1978 / 2006	1	0,3
EW Smoldzino	Lupawa	Przeptywowa	1935 / 1957 / 2000 / 2004	2	0,3
EW Juszkowo	Radunia	Przeptywowa	1934 / 2006 / 2012	1	0,2
EW Wadąg	Wadąg	Przeptywowa	1935 / 1998	1	0,2
EW Skarszów Dolny	Skotawa	Przeptywowa	1922 / 2008	1	0,2
EW Drzeżewo	Lupawa	Przeptywowa	1925 / 2006	1	0,2
EW Pruszcz I	Radunia	Przeptywowa	1921 / 2000 / 2011	1	0,1
EW Lupawa	Lupawa	Przeptywowa	1925 / 1982	1	0,08
EW Poganice	Lupawa	Przeptywowa	1938 / 1991	1	0,08
EW Ciecholub	Studnica	Przeptywowa	1910 / 1981 / 1998	1	0,07
EW Łebień I	Lupawa	Przeptywowa	1933 / 1997	1	0,05
EW Łebień II	Lupawa	Przeptywowa	1990	1	0,05
EW Biesowice II	Wieprza	Przeptywowa	1985	1	0,04

Źródło: Spółka.

W dniu 19 lutego 2013 roku ENERGA Wytwarzanie w konsorcjum z PGE zawarła przedwstępną umowę nabycia udziałów w spółkach tworzących lądowe aktywa wiatrowe Dong Energy Wind Power A/S w Polsce. Transakcja została zakończona dnia 28 czerwca 2013 roku, po uzyskaniu zgody Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji. W wyniku nabycia udziałów, Grupa pozyskała jedną działającą farmę wiatrową Karcino o mocy 51,0 MWe (zobacz „Opis działalności—Istotne umowy—Umowy nabycia udziałów i akcji—Umowa sprzedaży udziałów w niektórych spółkach zależnych DONG Energy Wind Power A/S”).

W dniu 26 lutego 2013 roku ENERGA Wytwarzanie w konsorcjum z PGE, zawarła przedwstępną umowę nabycia udziałów w spółce Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.). Po spełnieniu warunków zawieszających, transakcja została zrealizowana w dniu 31 lipca 2013 roku. W wyniku tej transakcji ENERGA Wytwarzanie stała się właścicielem 67,3% udziałów spółki Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.), a po przeprowadzeniu jej podziału Grupa zostanie jedynym właścicielem farm wiatrowych: Karścino o mocy 90,0 MWe oraz Bystra o mocy 24,0 MWe (zobacz „Opis działalności—Istotne umowy—Umowy nabycia udziałów i akcji— Umowa nabycia przez ENERGA Wytwarzanie udziałów w spółce Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.)”). W dniu 28 października 2013 roku plan podziału spółki EPW Energia sp. z o.o. został podpisany przez zarządy spółek biorących udział w podziale, tj. EPW Energia sp. z o.o. (spółka dzielona) oraz spółek: EPW Parsówek sp. z o.o. i PGE Energia Natury sp. z o.o. (spółki przejmujące).

W ramach transakcji omówionych powyżej nabyliśmy również szereg projektów wiatrowych w różnych stadiach realizacji. Łączna planowana moc tych projektów wynosi 1.438 MW. Spółka planuje, że pomiędzy 180 MW a 200 MW tych projektów zostanie oddane do eksploatacji do 2020 roku. Projekty te są częścią naszego strategicznego planu inwestycyjnego.

Poniższa tabela przedstawia wybrane informacje dotyczące farm wiatrowych Karcino, Karścino oraz Bystra, w tym informacje na temat produkcji energii elektrycznej brutto we wskazanych okresach. Dane przedstawione w tabeli dotyczą również tych okresów historycznych, w których wskazane aktywa wytwórcze nie były częścią Grupy. W związku z tym dane te nie informują o historycznej produkcji Grupy oraz nie wpływały na wyniki finansowe Grupy osiągnięte w okresach przed przejęciem kontroli przez Grupę nad tymi farmami wiatrowymi.

Farma wiatrowa	Moc zainstalowana (MW)	Rok oddania do eksploatacji	Producent turbin	Produkcja brutto (GWh) ⁽²⁾				
				Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	Rok zakończony 31 grudnia			
					2013	2012	2011	2010
Karścino	90,0	2009	Führlander	101,4	179,8	189,0	163,7	
Karcino	51,0	2010	Vestas	68,8	113,3	114,3	66,1	
Bystra ⁽¹⁾	24,0	2012	Gamesa	26,2	25,2	-	-	

⁽¹⁾ FW Bystra została oddana do eksploatacji w czerwcu 2012 roku.

⁽²⁾ W pierwszym roku działalności farma wiatrowa jest w okresie rozruchu, dlatego też wolumen wytworzonej w tym czasie energii nie może być uznany za reprezentatywny dla przyszłej produktywności farm.

Źródło: Spółka.

Każda MWh wyprodukowanej energii elektrycznej przez nasze farmy wiatrowe uprawniona jest do jednego zielonego świadectwa pochodzenia. Na dzień Prospektu, umowa sprzedaży energii elektrycznej z FW Karścino FW Karcino oraz FW Bystra jest zawarta z ENERGA-OBRÓT. Oceniamy, że koszty operacyjne farm wiatrowych są na poziomie kosztów typowej farmy wiatrowej w Polsce.

Elektrownie systemowe

Naszym największym źródłem wytwarzania energii jest ENERGA Elektrownie Ostrołęka, która jest największym wytwórcą energii elektrycznej i ciepła w północno-wschodniej Polsce. Na dzień 30 września 2013 roku łączna moc zainstalowana ENERGA Elektrownie Ostrołęka wynosiła 740,5 MWe mocy elektrycznej oraz 417,2 MWt mocy cieplnej. W skład ENERGA Elektrownie Ostrołęka wchodzi dwa zakłady: Elektrownia Ostrołęka B oraz Elektrociepłownia Ostrołęka A. ENERGA Elektrownie Ostrołęka jest jedyną elektrownią systemową w Polsce północno-wschodniej, która zobowiązana jest dostarczać energię elektryczną na potrzeby bilansowania KSE (tzw. produkcja w wymuszeniu). Poniżej zaprezentowano informację na temat wielkości produkcji energii elektrycznej w wymuszeniu w relacji do całkowitego wolumenu produkcji netto w Elektrowni Ostrołęka B.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Elektrownia Ostrołęka B										
Produkcja w wymuszeniu	1.713,4	68,0	1.273,3	55,2	1.624,1	57,4	1.407,4	45,4	1.798,0	67,3
Całkowita produkcja netto	2.519,9	100,0	2.305,2	100,0	2.828,1	100,0	3.097,7	100,0	2.671,9	100,0

Źródło: Spółka.

Na dzień Prospektu, największymi odbiorcami energii elektrycznej wytwarzanej przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka są PSE (dawniej PSE Operator) oraz ENERGA-OBRÓT. Sprzedaż energii elektrycznej na rzecz PSE stanowiła 75,1% przychodów ze sprzedaży ENERGA Elektrownie Ostrołęka w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 52,3%, 35,8% i 75,4% przychodów ze sprzedaży ENERGA Elektrownie Ostrołęka w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. Sprzedaż energii elektrycznej na rzecz ENERGA-OBRÓT stanowiła 18,9% przychodów ze sprzedaży ENERGA Elektrownie Ostrołęka w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 41,8%, 59,5% i 22,3% przychodów ze sprzedaży ENERGA Elektrownie Ostrołęka w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

Elektrownia Ostrołęka B

Elektrownia Ostrołęka B została oddana do eksploatacji w 1972 roku a następnie modernizowana w latach 1990-2013. Na dzień 30 września 2013 roku, łączna moc zainstalowana w Elektrowni Ostrołęka B wynosiła 647,0 MWe. W związku z wytwarzaniem energii elektrycznej w procesie współspalania biomasy, Elektrownia Ostrołęka B uzyskuje zielone świadectwa pochodzenia potwierdzające wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Elektrownia Ostrołęka B wytwarza wyłącznie energię elektryczną. W 2012 roku efektywność jednostek wytwórczych w Elektrowni Ostrołęka B wyniosła, odpowiednio, 36,4% brutto oraz 33,2% netto. Produkcja energii elektrycznej brutto w Elektrowni Ostrołęka B wyniosła, odpowiednio, 2,7 TWh i 2,5 TWh (z czego, odpowiednio, 0,5 TWh i 0,4 TWh wytworzono w procesie współspalania biomasy) w okresach 9 miesięcy zakończonych 30 września 2013 i 2012 roku oraz, odpowiednio, 3,1 TWh, 3,4 TWh i 2,9 TWh (z czego, odpowiednio, 0,5 TWh, 0,3 TWh i 0,3 TWh wytworzono w procesie współspalania biomasy) w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

Przy typowych warunkach operacyjnych maksymalny roczny poziom wytwarzania energii elektrycznej w procesie współpalania wynosi 679 GWh, przy czym średnioroczny udział wagi biomasy w wadze używanych paliw wynosi około 25–26%.

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane operacyjne Elektrowni Ostrołęka B we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
Elektrownia Ostrołęka B					
Zużycie węgla kamiennego (tys. ton).....	994,3	934,9	1.135,2	1.389,4	1.184,2
Zużycie biomasy (tys. ton)	306,6	240,4	330,6	180,8	159,6
Współczynnik awaryjności (%).....	2,7	8,1	8,8	8,5	6,7
Współczynnik dyspozycyjności (%)	85,2	90,5	82,3	87,0	79,2
Stopień wykorzystania mocy elektrycznej (%)	64,8	59,4	54,6	59,6	51,7

Źródło: Spółka.

Elektrownia Ostrołęka B jest jedyną elektrownią systemową zlokalizowaną w rejonie Polski północno-wschodniej, stąd jej kluczowa rola z punktu widzenia bezpieczeństwa KSE. Elektrownia Ostrołęka B jest elektrownią systemową posiadającą trzy bloki energetyczne - jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), zapewniające Operatorowi Systemu Przesyłowego (PSE), bezpieczne prowadzenie ruchu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i utrzymanie poziomów napięć w regionie północno-wschodnim Polski. W przypadku gdy praca JWCD odbywa się na polecenie PSE w celu bilansowania systemu elektroenergetycznego, cena energii elektrycznej dostarczonej do systemu przez JWCD stanowi co do zasady sumę 105% jednostkowego kosztu zmiennego wytworzenia tej energii oraz jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO₂.

Elektrownia Ostrołęka B prowadzi działalność na podstawie koncesji udzielonych ENERGA Elektrownie Ostrołęka oraz umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej z OSP.

Dzięki zaplanowanemu wyposażeniu trzech bloków energetycznych w instalacje odazotowania spalin w latach 2014-2016, przewidujemy możliwość pracy Elektrowni Ostrołęka B przez czas nieokreślony.

W roku 2014 ukończona zostanie inwestycja uciepłowienia bloków i rozpocznie się produkcja ciepła w Elektrowni Ostrołęka B (zobacz „Program Inwestycyjny—Podstawowe projekty inwestycyjne—Wytwarzanie”).

W latach 2013-2015 ENERGA Elektrownie Ostrołęka realizuje i zamierza dalej realizować szereg inicjatyw zwiększających efektywność kosztową elektrowni. Do najważniejszych inicjatyw zaplanowanych w tym okresie należą (i) renegotjacje umów z dostawcami węgla i biomasy w celu zmniejszenia kosztów nabycia paliw, a docelowo także zmiana kierunków kontraktacji w celu obniżenia kosztów transportu węgla, (ii) zwiększenie przychodów z tytułu usług świadczonych na rzecz OSP (PSE), (iii) poprawę dyspozycyjności i wskaźników eksploatacyjnych elektrowni, w tym w celu poprawy wskaźnika jednostkowego zużycia paliwa, (iv) optymalizację zarządzania odpadami, (v) optymalizację struktury zatrudnienia, w tym poprzez wydzielenie części zadań do odrębnych podmiotów oraz w obszarze administracji (vi) ograniczenie kosztów remontowych i serwisowych poprzez weryfikację warunków umów serwisowych oraz (vii) sprzedaż aktywów pozaoperacyjnych, co pozwoli także obniżyć wysokość podatków lokalnych.

Elektrociepłownia Ostrołęka A

Elektrociepłownia Ostrołęka A została oddana do eksploatacji w 1956 roku i dysponuje czterema turbozespołami współpracującymi z pięcioma kotłami energetycznymi. Na dzień 30 września 2013 roku łączna moc elektryczna Elektrociepłowni Ostrołęka A wynosiła 93,5 MWe, a łączna zainstalowana moc cieplna wynosiła 417,2 MWt.

Elektrociepłownia Ostrołęka A wytwarza energię elektryczną w skojarzeniu z energią cieplną. Produkcja brutto energii elektrycznej w Elektrociepłowni Ostrołęka A wyniosła, odpowiednio, 0,04 TWh w okresach 9 miesięcy zakończonych 30 września 2013 i 2012 roku (w każdym z okresów) oraz, odpowiednio, 0,1 TWh, 0,2 TWh i 0,2 TWh w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. W okresach 9 miesięcy zakończonych 30 września 2013 i 2012 roku produkcja ciepła brutto w Elektrociepłowni Ostrołęka A wyniosła, odpowiednio, 1.038,5 TJ i 1.147,9 TJ oraz, odpowiednio, 1.603,8 TJ, 1.449,5 TJ oraz 3.316,2 TJ, w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. W latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 produkcja ciepła netto w Elektrociepłowni Ostrołęka A wyniosła, odpowiednio, 1.187,5 TJ, 1.197,1 TJ i 2.644,1 TJ—z węgla—oraz, odpowiednio, 290,8 TJ, 132,0 TJ i 529,9 TJ—z biomasy.

Poniższa tabela przedstawia wybrane dane operacyjne Elektrowni Ostrołęka A we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony		Rok zakończony 31 grudnia		
	30 września				
	2013	2012	2012	2011	2010
Elektrownia Ostrołęka A					
Zużycie węgla kamiennego (tys. ton).....	88,3	77,1	112,8	161,0	226,6
Zużycie biomasy (tys. ton)	37,1	68,4	72,1	69,0	74,2
Współczynnik awaryjności (%)	3,2	1,2	0,9	0	0,7
Współczynnik dyspozycyjności (%)	74,9	98,2	98,6	97,8	94,8
Stopień wykorzystania mocy elektrycznej(%)	5,8	9,1	10,1	24,0	32,5

Źródło: Spółka.

Odbiorcami ciepła produkowanego przez Elektrociepłownię Ostrołęka A są zarówno odbiorcy przemysłowi jak i komunalni z terenu miasta Ostrołęka.

Z uwagi na niespełniające norm środowiskowych technologie zainstalowane w Elektrociepłowni Ostrołęka A będzie ona wyłączona z eksploatacji do końca 2015 roku, a produkcja ciepła, celem zaspokojenia zapotrzebowania na energię ciepłą odbiorców z Ostrołęki, zostanie przeniesiona do Elektrowni Ostrołęka B (zobacz: „—Program inwestycyjny—Podstawowe projekty inwestycyjne—Wytwarzanie”).

Podsegment CHP

Nasza podstawowa działalność w podsegmencie CHP jest prowadzona przez ENERGA Kogeneracja. Do jednostek wytwórczych z podsegmentu CHP należą: elektrociepłownia w Elblągu, elektrociepłownia w Kaliszu, ciepłownia w Żychlinie, ciepłownia w Wyszogrodzie oraz elektrociepłownia w Winnicy. W wyniku przeprowadzonych modernizacji w latach 1998-2011, na dzień Prospektu, aktywa wytwórcze należące do naszego podsegmentu CHP spełniają wszystkie standardy techniczne, technologiczne i środowiskowe.

Elektrociepłownia Elbląg

Elektrociepłownia Elbląg została uruchomiona w 1928 roku a następnie zmodernizowana w roku 2012. Na dzień 30 września 2013 roku łączna zainstalowana moc elektryczna w Elektrociepłowni Elbląg wynosiła 49,0 MWe, a łączna zainstalowana moc ciepła wynosiła 293,0 MWt.

Elektrociepłownia Elbląg wyprodukowała brutto 1.280,3 TJ ciepła i 0,09 TWh energii elektrycznej w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 1.849,0 TJ, 1.818,4 TJ i 2.103,3 TJ ciepła i, odpowiednio, 0,13 TWh, 0,12 TWh i 0,13 TWh energii elektrycznej w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

ENERGA Kogeneracja prowadzi obecnie budowę bloku biomasowego w Elektrociepłowni Elbląg. Instalacja będzie wyposażona m.in. w turbospół o mocy elektrycznej 25 MWe i 30 MWt oraz kocioł parowy z rusztem o wydajności 90 ton pary na godzinę. Planowana roczna produkcja energii elektrycznej i ciepła to odpowiednio około 165 GWh oraz 796 TJ.

Elektrociepłownia Elbląg funkcjonuje na rynku lokalnym zaopatrując w ciepło miasto Elbląg oraz dostarczając parę technologiczną na potrzeby przemysłowe.

Elektrociepłownia Kalisz

Elektrociepłownia Kalisz została oddana do eksploatacji w 1932 roku, a następnie była modernizowana w latach 1960-1984. Na dzień 30 września 2013 roku łączna moc elektryczna zainstalowana w Elektrociepłowni Kalisz wynosiła 8,0 MW, a łączna moc ciepła zainstalowana wynosiła 128,0 MWt.

Elektrociepłownia Kalisz wyprodukowała 348,7 TJ ciepła i 0,01 TWh energii elektrycznej w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 485,2 TJ, 474,4 TJ i 549,0 TJ ciepła i, odpowiednio, 0,02 TWh, 0,02 TWh i 0,02 TWh energii elektrycznej w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

Elektrociepłownia Kalisz funkcjonuje na rynku lokalnym zaopatrując w ciepło miasto Kalisz oraz dostarczając ciepło technologiczne w wodzie gorącej na potrzeby przemysłowe.

Ciepłownia w Żychlinie

Ciepłownia w Żychlinie została oddana do eksploatacji w 1971 roku, a następnie zmodernizowana w roku 1988. Na dzień 30 września 2013 roku łączna moc cieplna zainstalowana w Ciepłowni w Żychlinie wynosiła 27,1 MWt.

Ciepłownia w Żychlinie wyprodukowała 83,9 TJ ciepła w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 153,1 TJ, 148,7 TJ i 164,9 TJ ciepła w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

Ciepłownia w Żychlinie jest głównym dostawcą ciepła dla miasta Żychlin.

Ciepłownia Wyszogród

Ciepłownia Wyszogród została oddana do eksploatacji w 1991 roku, a następnie była modernizowana w latach 2001 i 2013. Na dzień 30 września 2013 roku łączna moc cieplna zainstalowana w Ciepłowni Wyszogród wynosiła 0,9 MWt.

Ciepłownia Wyszogród wyprodukowała 3,4 TJ ciepła w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 5,3 TJ, 5,2 TJ i 5,7 TJ ciepła w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

Źródło ciepła zlokalizowane w Wyszogrodzie charakteryzuje się całoroczną produkcją ciepła zarówno dla potrzeb centralnego ogrzewania, jak i ciepłej wody użytkowej.

Elektrociepłownia Winnica

Elektrociepłownia Winnica została oddana do eksploatacji w 2001 roku, a następnie zmodernizowana w roku 2013. Na dzień 30 września 2013 roku łączna zainstalowana moc cieplna Elektrociepłowni Winnica wynosiła 0,9 MWt.

Elektrociepłownia Winnica wyprodukowała 1,8 TJ ciepła w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 3,3 TJ, 2,9 TJ i 3,3 TJ ciepła w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

W Winnicy ciepło produkowane jest sezonowo dla potrzeb centralnego ogrzewania. Odbiorcą ciepła dla potrzeb centralnego ogrzewania jest Gmina Winnica.

Segment sprzedaży

Nasz segment sprzedaży odpowiada za sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom indywidualnym (gospodarstwom domowym) i biznesowym oraz obrót na krajowym i zagranicznych hurtowych rynkach energii elektrycznej. ENERGA-OBRÓT pełni rolę ośrodka decyzyjnego w zakresie obrotu energią elektryczną, świadectwami pochodzenia i uprawnieniami do emisji CO₂ oraz zapewnia dostawę energii na pokrycie strat sieciowych OSD. W segmencie sprzedaży wyróżniamy także obszar obejmujący działalność oświetleniową, w ramach którego ENERGA Oświetlenie sp. z o.o. zajmuje się świadczeniem kompleksowych usług oświetlania dróg, ulic, placów, parków oraz iluminacją budynków i obiektów.

W ograniczonym zakresie prowadzimy działalność na rynkach zagranicznych i współpracujemy z firmami m.in. z Niemiec, Czech, Wielkiej Brytanii i Słowacji. ENERGA-OBRÓT jest uczestnikiem kluczowych europejskich giełd energetycznych, takich jak niemiecka European Energy Exchange, EPEX SPOT, skandynawska Nord Pool oraz londyńska InterContinental Exchange (ICE). Nasza aktywna obecność na rynku energii elektrycznej ma swoje odzwierciedlenie w poziomie sprzedaży energii elektrycznej istotnie przewyższającym poziom mocy wytwórczych Grupy.

Poniższa tabela przedstawia strukturę sprzedaży energii elektrycznej przez segment sprzedaży na rzecz podmiotów zewnętrznych.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września*				Rok zakończony 31 grudnia*					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	(GWh)	(mln PLN)	(GWh)	(mln PLN)	(GWh)	(mln PLN)	(GWh)	(mln PLN)	(GWh)	(mln PLN)
Sprzedaż energii detaliczna ..	13.630,6	3.656,8	15.078,8	4.183,7	20.482,0	5.676,7	19.339,3	5.255,9	18.552,0	4.919,1
Sprzedaż energii na rynku hurtowym, w tym:	7.756,0	1.353,6	4.019,5	736,4	5.434,2	1.001,7	4.685,7	962,6	2.240,2	412,1
Sprzedaż energii odbiorcom zagranicznym	186,6	35,8	144,9	29,4	216,6	44,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Sprzedaż energii na rynku bilansującym	598,9	82,2	383,6	62,1	536,7	85,4	376,0	68,5	227,0	40,6
Pozostała sprzedaż hurtowa..	6.970,5	1.235,6	3.491,0	644,9	4.680,9	872,1	4.309,7	894,0	2.013,2	371,5
Sprzedaż energii ogółem.....	21.386,5	5.010,3	19.098,3	4.920,1	25.916,2	6.678,3	24.025,0	6.218,4	20.792,2	5.331,2

* Nie uwzględnia sprzedaży energii elektrycznej na rzecz podmiotów zewnętrznych przez wytwórców energii elektrycznej wchodzących w skład Grupy.

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Obrót hurtowy

Sprzedaż hurtowa energii elektrycznej przez segment sprzedaży na rzecz podmiotów zewnętrznych stanowiła 15,9% przychodów Grupy w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 9,0%, 9,3%, 4,4% przychodów Grupy w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

Obrót hurtowy energią elektryczną na rynku polskim, w horyzoncie zarówno krótko jak i długoterminowym, odbywa się głównie w drodze transakcji bilateralnych z innymi uczestnikami rynku (ENERGA-OBRÓT współpracuje z wytwórcami oraz spółkami prowadzącymi obrót na rynku energii elektrycznej), a także na Towarowej Gieldzie Energii, internetowych platformach obrotu oraz platformach brokerskich. Ponadto ENERGA-OBRÓT zajmuje się obrotem produktami okołoenerygetycznymi, między innymi świadectwami pochodzenia oraz prawami do emisji CO₂.

ENERGA-OBRÓT jest odpowiedzialna za podejmowanie decyzji w zakresie obrotu hurtowego produktami zarówno wewnątrz Grupy, jak i na rynkach zewnętrznych oraz za zapewnienie zakupu bądź sprzedaży odpowiednich produktów podmiotom z Grupy uczestniczącym w Modelu Przepływu Energii („MPE”), który reguluje i ustala kwestie związane z obrotem energią elektryczną, prawami majątkowymi (świadectwami pochodzenia) i uprawnieniami do emisji CO₂. Transakcje na rynkach hurtowych ENERGA-OBRÓT zawiera w imieniu własnym i na swój rachunek oraz ryzyko, mając na uwadze zobowiązania względem wszystkich spółek Grupy funkcjonujących w ramach MPE.

ENERGA-OBRÓT, jako sprzedawca energii elektrycznej odbiorcom końcowym ma ustawowy obowiązek nabywania i umarzania świadectw pochodzenia. Na dzień Prospektu obowiązek ten obejmuje zielone, fioletowe i białe świadectwa pochodzenia. ENERGA-OBRÓT posiada zróżnicowane możliwości nabywania zielonych świadectw pochodzenia, zarówno w ramach kontraktów bilateralnych jak i transakcji spotowych. Ponadto, ENERGA-OBRÓT współpracuje z wieloma małymi wytwórcami energii w niewielkich jednostkach. Dodatkowe świadectwa niezbędne do wywiązania się z ustawowego obowiązku, nabywane są od spółek Grupy, którym przysługują zielone świadectwa pochodzenia, w tym w szczególności ENERGA Wytwarzanie i ENERGA Elektrownie Ostrołęka. Transakcje pomiędzy spółkami powiązаныmi stanowią element MPE. Zakup fioletowych certyfikatów jest realizowany poprzez zakupy bilateralne lub transakcje na Towarowej Gieldzie Energii. W przypadku białych certyfikatów, ze względu na brak rynku, planuje się obecnie uiszczenie opłaty zastępczej. W przypadku certyfikatów czerwonych i żółtych brakuje obecnie rozporządzeń wykonawczych.

Kontraktacja energii elektrycznej na rynku hurtowym odbywa się na podstawie wielowariantowych rocznych strategii kontraktacji, których celem jest wybór optymalnej struktury portfela kontraktów przy jednoczesnym zarządzaniu ryzykiem handlowym. Kontraktacja energii elektrycznej prowadzona jest z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł dostaw, przy rozłożeniu procesu w czasie oraz wykorzystaniem różnorodności oferowanych na rynku produktów energii elektrycznej. Wolumen zakontraktowanej energii jest stale monitorowany i musi się mieścić pomiędzy poziomem minimalnym i maksymalnym określonym na każdy dzień roku na podstawie płynności rynku. W celu zabezpieczenia ryzyka związanego ze zmiennością cen na rynku, oprócz rozłożenia kontraktacji w czasie, zawierane są kontrakty nie tylko po stałej cenie, ale również kontrakty oparte na formułach cenowych uwzględniające różne kryteria wyceny energii—np. oparte na cenach węgla.

Zawierając umowy dotyczące energii elektrycznej na rynku hurtowym, w tym na rynku transakcji terminowych i na rynku SPOT, ENERGA-OBRÓT korzysta ze wzorów umów ramowych przygotowanych przez Europejską Federację Obrótu Energią (EFET), jak i innych typów Umów Ramowych. Wszystkie Umowy Ramowe zawierają ogólne zasady współpracy, podczas gdy szczegółowe warunki są każdorazowo określane w zawieranych Porozumieniach Transakcyjnych.

ENERGA-OBRÓT posiada zawarte Umowy Ramowe z większością istotnych podmiotów na rynku hurtowym, w tym zarówno z producentami energii, jak i przedsiębiorstwami obrotu. Wśród podmiotów, z którymi ENERGA-OBRÓT zawarła umowy i z którymi aktywnie dokonuje transakcji znajdują się spółki krajowe i zagraniczne.

Zarządzanie ryzykiem

Spółka zabezpiecza wysokie wahania cen energii dywersyfikując zakupy poprzez zawieranie kontraktów na określone produkty w ściśle określonych proporcjach. Proces zakupów jest rozłożony w czasie w sposób, który umożliwia większą zbieżność średniej ceny portfela spółki z otoczeniem rynkowym. Optymalizacja portfela (kontraktacja przez odbiorców końcowych i dodatkowe transakcje z innymi uczestnikami rynku), która opisuje akceptowalne poziomy kontraktacji w dokładnych okresach czasu przed i po okresie dostaw pozwala spółce obniżyć ostateczną cenę dla odbiorców końcowych. Aktualna pozycja i wyniki wcześniejszych zakupów względem prognoz granicznych są na bieżąco monitorowane.

Monitorowanie obecnej pozycji i poziomu kontraktacji odbywa się każdego dnia roboczego. Po dodaniu nowych kontraktów oblicza się aktualny poziom kontraktacji i porównuje go do progów granicznych. Jeżeli poziom kontraktacji wykracza poza przedział optymalizacji (jej wartość jest niższa lub wyższa) progów granicznych, odpowiednia informacja jest przesyłana do osób nadzorujących obrót na rynku hurtowym. Oprócz danych dotyczących wyjścia poza przedział (tj. daty, wolumenu i progów granicznych) określa się również dokładny dzień obowiązkowego powrotu do przedziału optymalizacji. Ponadto w ciągu roku jest 12 punktów kontrolnych, kiedy informacja o poziomie kontraktacji jest przesyłana do osób nadzorujących obrót na rynku hurtowym. Na początku każdego kwartału w ciągu roku taką samą informację otrzymuje Zarząd.

Wdrożony mechanizm optymalizacji portfela nie pozwala maklerom na utrzymywanie nieodpowiednich (mając na uwadze płynność i chwiejność rynku) wolumenów dla rynku spot. Wszystkie wyżej wymienione działania służą dywersyfikacji ryzyka zmian fixingu cen na rynku spot.

Sprzedaż detaliczna

Sprzedaż detaliczna energii elektrycznej podmiotom spoza Grupy stanowiła 42,8% przychodów Grupy w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 50,8%, 50,7%, 52,0% przychodów Grupy w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku.

Zdecydowana większość energii elektrycznej jest sprzedawana przez nas w obszarze sieci dystrybucyjnej obsługiwanej przez ENERGA-OPERATOR. Jednakże od czasu, gdy na rynku polskim wprowadzono zasadę TPA (dostępu stron trzecich do sieci dystrybucyjnych), zgodnie z którą odbiorcy energii w Polsce mają możliwość wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, ENERGA-OBRÓT coraz intensywniej rozszerza obszar sprzedaży poza tę strefę, tj. sprzedając energię za pośrednictwem OSD innego niż ENERGA-OPERATOR, czego efektem jest istotny wzrost skali sprzedawanej energii zarówno w kategoriach ilościowych, jak i wartościowych w ostatnich latach.

Tabela poniżej przedstawia naszą strukturę sprzedaży energii elektrycznej, w rozbiciu na odbiorców, którzy są stroną umów rozdzielonych oraz kompleksowych.

Sprzedaż energii przez ENERGA- OBRÓT	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	(liczba odbiorców)*	(GWh)**	(liczba odbiorców)*	(GWh)**	(liczba odbiorców)*	(GWh)**	(liczba odbiorców)*	(GWh)**	(liczba odbiorców)*	(GWh)**
Umowy kompleksowe ..	2.837.130	10.273,8	2.835.506	10.390,0	2.835.164	14.270,7	2.854.525	15.340,0	2.841.703	16.136,5
Umowy rozdzielone	70.895	3.355,1	53.610	4.779,4	59.056	6.288,1	32.838	3.987,7	35.857	2.415,7
Ogółem	2.908.025	13.628,9	2.889.116	15.169,4	2.894.220	20.558,8	2.887.363	19.327,6	2.877.560	18.552,3

* Liczba odbiorców w latach 2012–2013 skalkulowana na podstawie sprawozdania składanego do Prezesa URE według danych na koniec poprzedniego miesiąca.

** Podział wolumenu na umowy kompleksowe i rozdzielone w latach 2012-2013 został oszacowany na podstawie struktury wolumenu z miesiąca poprzedniego.

Źródło: Spółka.

Od 2007 roku, detaliczny rynek sprzedaży energii odbiorcom instytucjonalnym (grupy taryfowe A, B i C) jest w pełni konkurencyjny i nie wymaga zatwierdzenia taryf sprzedaży energii elektrycznej przez Prezesa URE. Rynek sprzedaży w zakresie grupy taryfowej G jest nadal regulowany i wymaga zatwierdzenia taryfy przez Prezesa URE. Zgodnie z zapowiedziami Prezesa URE planowane jest uwolnienie cen energii elektrycznej w obrębie grupy taryfowej G, jednak na dzień Prospektu nie jest znany termin tej zmiany.

Poniższa tabela przedstawia informację na temat wartości energii elektrycznej sprzedanej przez ENERGA-OBRÓT w poszczególnych grupach taryfowych we wskazanych okresach.

Struktura wartościowa	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	wartość	udział	wartość	udział	wartość	udział	wartość	udział	wartość	udział
	(mln PLN)	(%)	(mln PLN)	(%)	(mln PLN)	(%)	(mln PLN)	(%)	(mln PLN)	(%)
Grupa taryfowa A (WN)	381,1	10,4	522,2	12,4	714,6	12,6	590,4	11,2	508,5	10,3
Grupa taryfowa B (ŚN)	1.259,4	34,4	1.594,8	37,9	2.180,0	38,3	1.916,7	36,5	1.636,8	33,3
Grupa taryfowa C (NN)	910,2	24,8	960,6	22,9	1.282,3	22,5	1.301,0	24,8	1.391,9	28,3
Grupa taryfowa G...	1.114,0	30,4	1.126,4	26,8	1.516,7	26,6	1.447,7	27,5	1.380,6	28,1
Razem	3.664,7	100,0	4.204,0	100,0	5.693,5	100,0	5.255,8	100,0	4.917,9	100,0

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Poniższa tabela przedstawia informację na temat wolumenu energii elektrycznej sprzedanej przez ENERGA-OBRÓT w poszczególnych grupach taryfowych we wskazanych okresach.

Struktura wolumenowa	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	wolumen	udział	wolumen	udział	wolumen	udział	wolumen	udział	wolumen	udział
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Grupa taryfowa A (WN)	1.717,6	12,6	2.137,0	14,1	2.905,3	14,1	2.426,2	12,6	2.163,9	11,7
Grupa taryfowa B (ŚN)	4.968,0	36,5	6.018,3	39,7	8.215,1	40,0	7.324,0	37,9	6.279,3	33,8
Grupa taryfowa C (NN)	2.944,7	21,6	2.983,9	19,7	4.019,5	19,6	4.132,6	21,4	4.554,9	24,6
Grupa taryfowa G...	3.998,7	29,3	4.030,2	26,6	5.418,9	26,4	5.444,8	28,2	5.554,2	29,9
Razem	13.628,9	100,0	15.169,4	100,0	20.558,8	100,0	19.327,6	100,0	18.552,3	100,0

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat liczby odbiorców energii elektrycznej, którym sprzedawaliśmy energię elektryczną w poszczególnych grupach taryfowych we wskazanych okresach.

Grupy taryfowe ENERGA-OBRÓT	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
	liczba odbiorców*				
Grupa taryfowa A (WN)	58	66	68	49	44
Grupa taryfowa B (ŚN)	6.074	6.368	6.379	6.185	5.827
Grupa taryfowa C (NN)	296.828	297.921	297.360	300.022	312.771
Grupa taryfowa G...	2.605.065	2.584.761	2.590.413	2.581.107	2.558.918
Razem	2.908.025	2.889.116	2.894.220	2.887.363	2.877.560

* Liczba odbiorców za dany okres na podstawie danych z miesiąca poprzedzającego ostatni miesiąc okresu.

Źródło: Spółka.

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku wolumen sprzedaży energii elektrycznej na rzecz pojedynczego odbiorcy nie przekraczał 3% łącznego wolumenu sprzedawanej przez nas energii elektrycznej.

ENERGA-OBRÓT posiada 100% udziałów w ENERGA Obsługa i Sprzedaż, spółce odpowiedzialnej za obsługę klienta masowego na rzecz spółek ENERGA-OPERATOR i ENERGA-OBRÓT oraz za rozliczanie klientów w ramach Grupy. ENERGA Obsługa i Sprzedaż prowadzi 25 nowoczesnych biur obsługi klienta zlokalizowanych w największych miastach z obszaru działania Grupy. ENERGA Obsługa i Sprzedaż, oprócz tradycyjnych biur obsługi, udostępnia również telefoniczne oraz internetowe kanały kontaktu z klientem. Usługi wykonywane na rzecz spółek z Grupy stanowią niemal wyłączone źródło przychodów ENERGA Obsługa i Sprzedaż.

Należności

Należności spółki ENERGA-OBRÓT z tytułu dostaw energii elektrycznej stanowiły niemal 89% naszych łącznych należności handlowych na dzień 30 września 2013 roku. Z uwagi na ryzyko potencjalnej niemożności ściągnięcia niektórych z tych należności (na przykład z uwagi na brak płynności u danego klienta), ściśle monitorujemy ich strukturę wiekową.

Poniższa tabela przedstawia strukturę wiekową należności ENERGA-OBRÓT we wskazanych danych.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	(mln PLN)	(%)	(mln PLN)	(%)	(mln PLN)	(%)	(mln PLN)	(%)	(mln PLN)	(%)
Należności od odbiorców zewnętrznych ogółem.....	1.246,8	100	1.383,2	100	1.420,0	100	1.425,6	100	1.326,8	100
Należności bieżące.....	858,4	68,9	1.001,6	72,4	1.003,0	70,6	1.074,6	75,4	1.065,5	80,3
Przeterminowane do 3 miesięcy.....	191,2	15,3	238,7	17,3	256,6	18,1	234,4	16,4	188,7	14,2
Przeterminowane od 3 do 6 miesięcy.....	21,5	1,7	30,2	2,2	26,7	1,9	22,5	1,6	16,8	1,3
Przeterminowane od 6 do 12 miesięcy.....	10,5	0,8	14,5	1,1	13,2	0,9	15,8	1,1	12,4	0,9
Przeterminowane powyżej 12 miesięcy.....	165,2	13,3	98,2	7,1	120,5	8,5	78,3	5,5	43,4	3,3
Rezerwa na należności nieregularne:.....	182,2	14,6	136,3	9,9	146,3	10,3	99,1	7,0	69,3	5,2
Rezerwa na należności sporne.....	160,1	12,8	94,3	6,8	116,9	8,2	73,6	5,2	45,0	3,4
Rezerwa na należności przeterminowane.....	22,1	1,8	42,1	3,0	29,4	2,1	25,5	1,8	24,3	1,8
Należności ogółem (wartość netto).....	1.064,6	-	1.246,8	-	1.273,7	-	1.326,5	-	1.257,5	-

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Należności sporne stanowiły około 12,8% należności na dzień 30 września 2013 oraz odpowiednio około 8,2%, 4,9% i 3,4% należności na dzień 31 grudnia 2012 roku, 2011 roku oraz 2010 roku. Spółka tworzy rezerwy na wszystkie należności sporne oraz wszystkie należności wątpliwe i przeterminowane powyżej 12 miesięcy. Na należności przeterminowane powyżej 6 miesięcy tworzone są rezerwy w wysokości 50% ich wartości.

Działania reorganizacyjne

Na dzień Prospektu trwają prace zmierzające do wdrożenia nowego modelu biznesowego w segmencie sprzedaży mającego na celu poprawę efektywności kosztowej i jakościowej świadczonych usług. Obejmują one przede wszystkim zmiany w strukturze i zakresach odpowiedzialności spółek segmentu sprzedaży, optymalizację zatrudnienia (głównie poprzez wdrożenie programów i zasad indywidualnych odejść), zmiany w strukturze stanowiskowej, optymalizację i ujednoczenie procesów, centralizację funkcji wspierających, jak również zwiększony nacisk na dyscyplinę kosztową. Szacujemy, że w efekcie wprowadzonych działań optymalizacyjnych, w perspektywie do 2016 roku zatrudnienie w spółkach segmentu sprzedaży może zmniejszyć się o około 30%. Model przewiduje także zmiany w obszarze zarządzania relacjami z klientami, w tym między innymi ograniczenie funkcji obsługowej w tradycyjnych biurach obsługi klienta na rzecz kanałów alternatywnych i zdalnych oraz utworzenie wyspecjalizowanych salonów/punktów sprzedaży.

Pozostała działalność

Poza trzema głównymi obszarami biznesowymi (dystrybucją, wytwarzaniem i sprzedażą energii elektrycznej), istotne miejsce w ramach struktury Grupy zajmują również centra usług wspólnych (zarządzane przez ENERGA CUW oraz ENERGA ITE). Centra te świadczą dla spółek z Grupy usługi, które w wyniku optymalizacji modelu Grupy, zostały wydzielone z poszczególnych spółek i scentralizowane dla podniesienia efektywności i uzyskania efektów skali. Oszczędności związane ze scentralizowaniem zakupów usług IT wyniosły w latach 2009-2012 około 60,0 mln PLN. ENERGA CUW świadczy na rzecz spółek z Grupy usługi księgowo, kadrowo-płacowe oraz administracyjne, a ENERGA ITE świadczy na rzecz spółek z Grupy usługi IT obejmujące m.in.: rozwój i utrzymanie aplikacji oraz infrastruktury informatycznej, eWorkplace, IT Service Desk, usługi innowacyjne w zakresie automatyki, telematyki i telemetrii oraz wsparcie informatyczne procesu inwestycyjnego. Ponadto, ENERGA Serwis sp. z o.o. odpowiada za obsługę remontowo-serwisową spółek wytwórczych z Grupy, a ENERGA Invest S.A. jest dedykowana do przygotowania inwestycji oraz pełni rolę inwestora zastępczego.

Ponadto, niektóre podmioty należące do Grupy prowadzą działalność w zakresie szkoleń, transportu i hotelarstwa, która nie jest związana z naszą podstawową działalnością. ZEP-MOT sp. z o.o. oraz ZEP-AUTO sp. z o.o. świadczą usługi transportowe. Międzynarodowe Centrum Szkolenia Energetyki sp. z o.o. w likwidacji

proceeds training activities, in particular specialist training on the energy polygon directed towards employees of energy services. We plan to complete the activities in the transport area (by the end of the first half of 2014), hotel activities (by the end of 2014) and real estate management (by the end of 2014).

In addition, some of our investment projects are conducted with the use of purpose-oriented entities responsible for their implementation. In the case of a decision to discontinue the continuation of a specific investment, we analyze the possibility of selling the company or its assets. As of the Prospectus, in connection with the decision to implement the investment project Ostrołęka C involving the construction of a new energy block with a capacity of approximately 1000 MW in Ostrołęka, we are considering the possibility of selling the shares of Elekrowni Ostrołęka S.A.—a purpose-oriented entity established for the implementation of the investment.

Key Suppliers

Our key suppliers are suppliers of fuels used in our production activities, namely coal and biomass. In the 9-month period ending 30 September 2013, coal accounted for 63% of gross electricity generated, while in the years ending 31 December 2012, 2011 and 2010, it accounted for 68%, 72% and 66% respectively. In the 9-month period ending 30 September 2013, biomass (wood and agricultural) accounted for 14% of gross electricity generated, while in the years ending 31 December 2012, 2011 and 2010, it accounted for 14%, 7% and 6% respectively.

Coal

The main fuel used by us in the production of electricity is coal. The basic criteria for the selection of coal suppliers are price and security of supply. In the case of ENERGA Elekrowni Ostrołęka, which has the largest coal-fired power plant in our Group, an important factor is also the distance of the suppliers, which has a significant impact on the conditions of coal supply. Our coal requirements are satisfied on the Polish market by entering into long-term framework agreements, which ensure the stability of supply, with a very small part of purchases realized on the spot market. Framework agreements are supplemented by annual contracts specifying quantities and prices of coal supply in a given year, determined through annual negotiations, which reflect the market trend. Our coal purchase policy is a result of the market trend, which is less attractive for buyers, mainly due to falling coal prices on the Polish market. The continuation of this trend in the future may, however, make our activities dependent on short-term price fluctuations and trends on global markets.

The following table provides information on the total volume of coal supply to ENERGA Elekrowni Ostrołęka (the largest coal consumer in the Group) in the indicated periods, with the percentage share of each supplier in the total coal supply.

	Okres zakończony 30 września				Rok zakończony 31 grudnia					
	2013		2012		2012		2011		2010	
	(tys. ton)	(%)	(tys. ton)	(%)	(tys. ton)	(%)	(tys. ton)	(%)	(tys. ton)	(%)
1	380,1	39,2	513,3	51,2	706,5	55,9	597,6	37,4	679,9	51,1
2	375,9	38,8	367,3	36,6	405,1	32,1	479,3	30,0	597,7	44,9
3	213,2	22,0	122,1	12,2	152,0	12,0	348,4	21,8	13,9	1,0
Pozostali	-	-	-	-	-	-	173,6	10,9	38,6	2,9
Razem	969,2	100,0	1.002,7	100,0	1.263,6	100,0	1.598,8	100,0	1.330,1	100,0

Źródło: Spółka.

The total value of coal supply to ENERGA Elekrowni Ostrołęka amounted to 287 million PLN in the 9-month period ending 30 September 2013, and correspondingly 399 million PLN, 470 million PLN and 348 million PLN in the years ending 31 December 2012, 2011 and 2010. From 2014, coal purchases by ENERGA Elekrowni Ostrołęka will be made from a single supplier. The above is based on economic benefits resulting from the lowest unit price of coal purchase and lower transport costs, which the company plans to bear in connection with the change in ENERGA Elekrowni Ostrołęka.

Na dzień Prospektu w ocenie Zarządu nie występuje zjawisko uzależnienia Grupy od konkretnego dostawcy węgla kamiennego.

Biomasa

W ramach działalności wytwórczej wytwarzamy energię ze źródeł odnawialnych m.in. w procesie współspalania biomasy. W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku zużyliśmy 343,8 tys. ton biomasy, a w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku, odpowiednio, 403,4 tys. ton, 249,8 tys. ton i 233,8 tys. ton biomasy.

Od dnia 1 stycznia 2011 roku, jedynym dostawcą biomasy do ENERGA Elektrownie Ostrołęka została wchodząca w skład Grupy spółka Ekologiczne Materiały Grzewcze sp. z o.o. („EMG”). Na dzień Prospektu dostarcza ona biomasę do Elektrowni Ostrołęka B. EMG pozyskuje biomasę z własnych źródeł (produkcja peletu), a także z rynku. Zakupy biomasy z rynku, które zaspokajają ok. 100% naszego łącznego zapotrzebowania na to paliwo realizowane są na podstawie kontraktów rocznych zawieranych z producentami lub pośrednikami w obrocie biomasą. Pozostałe ilości biomasy w zależności od zapotrzebowania realizowane są w transakcjach typu spot. Zakupy surowców do produkcji biomasy realizowane są przez EMG na podstawie zamówień od kilkunastu lokalnych dostawców, z którymi współpracujemy od kilku lat.

Na dzień Prospektu w ocenie Zarządu nie występuje zjawisko uzależnienia Grupy od konkretnego dostawcy biomasy.

Akwizycje

Na dzień Prospektu, nie zaciągnęliśmy wiążących zobowiązań w zakresie żadnych istotnych przejęć. Jednakże, zamierzamy monitorować pojawiające się możliwości inwestycji w OZE, w szczególności w obszarze akwizycji farm wiatrowych. Naszą intencją jest zachowanie zdyscyplinowanego podejścia przy rozważaniu potencjalnych akwizycji, opartego na wnikliwej analizie finansowej, celem zapewnienia, że rozważane projekty inwestycyjne spełniają lub przewyższają nasze założenia dotyczące stopy zwrotu z inwestycji. Ponadto, w przypadku zidentyfikowania atrakcyjnych możliwości przejęcia lub możliwości udziału w przedsięwzięciach *jointventures* lub nawiązania strategicznej współpracy, będziemy brali pod uwagę jedynie takie projekty, które będą tworzyły wartość dodaną dla Grupy i jej akcjonariuszy. W szczególności, każdą decyzję dotyczącą realizacji strategicznego projektu inwestycyjnego poprzedzi ocena jej rentowności w aktualnie panujących uwarunkowaniach ekonomicznych, technicznych i prawnych, a jej warunkiem będzie pozytywny wynik analiz wewnętrznej stopy zwrotu (*Internal Rate of Return, IRR*) oraz pozytywny wynik metody wartości bieżącej netto (*Net Present Value, NPV*).

W ostatnim czasie dokonaliśmy kilku akwizycji na rynku energii wiatrowej oraz CHP.

W dniu 31 lipca 2013 roku ENERGA Wytwarzanie sfinalizowała transakcję zakupu 67,3% udziałów w firmie Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.) od Iberdrola Renovables Energia S.A.U. oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju. Pozostałe udziały zostały przejęte przez PGE. Łączna wartość transakcji wyniosła 1,12 mld PLN na bazie Enterprise Value, z czego udział ENERGA Wytwarzanie wyniósł ponad 750 mln PLN. Docelowo, po przeprowadzeniu w pierwszym etapie podziału spółki Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.), a następnie połączenia z ENERGA Wytwarzanie, ENERGA Wytwarzanie będzie właścicielem farm wiatrowych FW Karścino i FW Bystra o mocy odpowiednio 90 MW i 24 MW oraz portfela 33 projektów wiatrowych o łącznej planowanej mocy 1.186 MW (zobacz „—Istotne umowy—Umowy nabycia udziałów i akcji—Umowa nabycia przez ENERGA Wytwarzanie udziałów w spółce Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.)”).

W dniu 28 czerwca 2013 roku ENERGA Wytwarzanie oraz PGE zawarły przyrzeczone umowy nabycia od DONG Energy Wind Power A/S portfela farm wiatrowych DONG w Polsce. Łączna wartość transakcji na bazie Enterprise Value wyniosła ponad 1 mld PLN, z czego udział ENERGA Wytwarzanie wyniósł 335 mln PLN. W wyniku transakcji ENERGA Wytwarzanie nabyła 100% udziałów w kapitale zakładowym spółki DONG Energy Karcino sp. z o.o. (działającej następnie pod firmą EPW Karcino sp. z o.o.) będącej jedynym właścicielem działającej farmy wiatrowej o zainstalowanej mocy 51 MW (FW Karcino) oraz portfel projektów wiatrowych w trakcie realizacji, o łącznej planowanej mocy 252 MW (zobacz „—Istotne umowy—Umowy nabycia udziałów i akcji—Umowa sprzedaży udziałów w niektórych spółkach zależnych DONG Energy Wind Power A/S”). W dniu 31 października 2013 roku zarejestrowane zostało połączenie spółki EPW Karcino sp. z o.o. ze spółką przejmującą ENERGA Wytwarzanie.

W dniu 9 kwietnia 2013 roku ENERGA Kogeneracja zawarła z Miastem Kalisz umowę nabycia 90% udziałów w spółce Ciepło Kaliskie sp. z o.o. Ciepło Kaliskie sp. z o.o. zarządza zintegrowanym systemem ciepłowniczym w Kaliszu i posiada na tym rynku pozycję naturalnego monopolisty. Spółka nie prowadzi działalności ciepłowniczej, a zajmuje się dzierżawą majątku ciepłowniczego do spółki Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Kaliszu, która obecnie prowadzi działalność operacyjną na majątku spółki. Wartość transakcji na bazie Equity Value wyniosła 45,7 mln PLN.

Poniższa tabela przedstawia wybrane informacje na temat znaczących akwizycji, które przeprowadziliśmy w ostatnim czasie.

Akwizycja	Data	Wartość transakcji (Enterprise Value)	Źródło finansowania**	Kluczowe dane operacyjne
Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.)	31.07.2013	1.120 mln PLN (ENERGA: 754 mln PLN)	30% kapitał własny 70% finansowanie zewnętrzne	Aktywa ENERGA: Moc — 114 MW Produkcja brutto — 163,7 GWh (2010), 189,0 GWh (2011), 205,0 GWh (2012), 143,3 GWh (3Q 2012), 127,6 GWh (3Q 2013) Projekty — 1.186 MW
DONG Energy— farmy wiatrowe w Polsce	28.06.2013	1.018 mln PLN (ENERGA: 335 mln PLN)	30% kapitał własny 70% finansowanie zewnętrzne	Aktywa ENERGA: Moc — 51 MW Produkcja brutto — 66,1 GWh (2010), 114,3 GWh (2011), 113,3 GWh (2012), 80,0 GWh (3Q 2012), 68,8 GWh (3Q 2013) Projekty — 252 MW Dostawa ciepła do 56.000 mieszkańców Kalisza Długość systemu dystrybucji ciepła 61,2 km (2009)*
Ciepło Kaliskie	09.04.2013	45,7 mln PLN (equity value)	100% kapitał własny	

*Aktywa obecnie wynajęte Przedsiębiorstwu Energetyki Ciepłej S.A.

**Zaprezentowana w tabeli struktura finansowania nabycia aktywów wiatrowych od DONG Energy oraz udziałów w spółce Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.) została przedstawiona z poziomu Grupy. Oznacza to, że ENERGA jako podmiot holdingowy, w którym scentralizowana jest funkcja pozyskiwania finansowania w Grupie, pozyskała 70% środków na zakup wyżej wymienionych aktywów z rynku instrumentów dłużnych a pozostałą część (30%) sfinansowała ze środków własnych. Zebrana w ten sposób pula środków, została przetransferowana (w formie obligacji) do ENERGA Wytwarzanie, która było stroną wyżej wymienionych transakcji.

Źródło: Spółka (dane niezbadane).

Istotne umowy

Poniżej przedstawiono opis istotnych umów, których stroną była Spółka lub spółki z Grupy w okresie dwóch lat bezpośrednio poprzedzających dzień Prospektu, a także za okres wcześniejszy w zakresie, w jakim umowy te zawierają istotne prawa lub obowiązki Spółki lub spółek z Grupy istniejące na dzień Prospektu.

Za istotne z punktu widzenia Grupy uznajemy umowy: (i) zawierane poza zwykłym tokiem działalności, w tym umowy nabycia udziałów lub akcji innych podmiotów, (ii) umowy zawierane w toku zwykłej działalności, których wartość przekracza 600 mln PLN (lub równowartość tej kwoty), co odpowiada około 7,6% kapitału własnego Spółki na dzień 30 września 2013 roku, według Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego lub, które są istotne dla działalności Grupy, niezależnie od ich wartości, w tym umowy przesyłu energii elektrycznej, umowy o świadczenie usług pracy interwencyjnej, umowy dostaw paliw przez podmioty spoza Grupy oraz (iii) umowy finansowania, o wartości nie mniejszej niż 200 mln PLN (lub równowartość tej kwoty), co odpowiada około 2,5% kapitału własnego Spółki na dzień 30 września 2013 roku, według Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Na dzień Prospektu nie jesteśmy uzależnieni od żadnych umów handlowych ani finansowych.

Umowy o świadczenie usługi przesyłania energii elektrycznej

ENERGA-OPERATOR, ENERGA-OBRÓT, ENERGA Elektrownie Ostrołęka i ENERGA Wytwarzanie zawarły cztery umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej: umowę o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej pomiędzy ENERGA-OPERATOR a PSE z dnia 29 sierpnia 2007 roku, umowę o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej pomiędzy ENERGA-OBRÓT a PSE z dnia 9 października 2007 roku, umowę o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka a PSE z dnia 23 lutego 2012 roku oraz umowę o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej pomiędzy ENERGA Wytwarzanie a PSE z dnia 2 sierpnia 2007 roku.

Umowy określają warunki świadczenia przez PSE krajowych usług przesyłowych oraz usługi transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Ponadto, przedmiotem umowy zawartej przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka są dostawy i odbiór energii elektrycznej z rynku bilansującego, w ramach uczestnictwa ENERGA Elektrownie Ostrołęka w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi. Krajowe usługi przesyłowe świadczone przez PSE na rzecz ENERGA-OPERATOR i ENERGA Elektrownie Ostrołęka obejmują: (i) przesyłanie energii elektrycznej sieciami wysokiego napięcia; (ii) bilansowanie energii elektrycznej pobieranej i dostarczanej do krajowej sieci energetycznej oraz (iii) usługi polegające na utrzymywaniu ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej, niezawodności jej dostarczania oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej, natomiast na mocy umowy zawartej przez ENERGA-OBRÓT, usługi obejmują zrównoważenie bilansu pomiędzy ilością energii elektrycznej dostarczonej i odebranej w ramach krajowej sieci energetycznej. Dodatkowo, umowy zawierają postanowienia o usłudze transgranicznej wymiany energii elektrycznej obejmującej, między innymi, rezerwowanie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Warunki świadczenia usług systemowych przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka na rzecz PSE określa porozumienie z dnia 21 grudnia 2012 roku, które jest wyodrębnioną częścią umowy o świadczenie usługi przesyłania energii elektrycznej.

Warunki świadczenia usług przesyłowych, w tym sposoby i terminy płatności, określone są w taryfie oraz IRiESP. W przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania postanowień umów, stronom, które poniosły szkodę przysługują bonifikaty, upusty i opłaty zgodnie z taryfą. Ponadto, w określonych okolicznościach, PSE ma prawo ograniczyć lub zaprzestać świadczenia usług nie ponosząc z tego tytułu odpowiedzialności. Należyte wykonanie umowy zawartej przez ENERGA-OPERATOR z PSE w zakresie rozliczeń na rynku bilansującym zostało zabezpieczone wekslem na kwotę 3,5 mln PLN wystawionym przez ENERGA-OPERATOR.

Umowy zostały zawarte na czas nieokreślony. Każda ze stron umowy zawartej przez ENERGA-OPERATOR jest uprawniona do rozwiązania umowy z zachowaniem sześciomiesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na dzień 31 grudnia, roku, w którym nastąpiło wypowiedzenie, natomiast umowy zawarte przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka, ENERGA-OBRÓT i ENERGA Wytwarzanie mogą zostać rozwiązane przez każdą ze stron z zachowaniem trzymiesięcznego okresu wypowiedzenia. W określonych przypadkach, okres wypowiedzenia może zostać skrócony do jednego miesiąca. W przypadku zmiany IRiESP przez PSE, ENERGA-OPERATOR, ENERGA-OBRÓT, ENERGA Elektrownie Ostrołęka oraz ENERGA Wytwarzanie mają prawo wypowiedzieć umowy z zachowaniem dziesięciodniowego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem od dnia poprzedzającego datę wejścia w życie zmian IRiESP.

Umowa o świadczenie usługi pracy interwencyjnej z dnia 28 sierpnia 2009 roku pomiędzy ENERGA Wytwarzanie a PSE

Zgodnie z umową, ENERGA Wytwarzanie zobowiązała się udostępniać PSE własne jednostki wytwórcze w celu dokonywania interwencyjnego równoważenia bilansu mocy czynnej i biernej oraz sterowania rozpiętymi mocy w sieci elektroenergetycznej, w celu zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Usługa pracy interwencyjnej obejmuje rezerwę interwencyjną mocy czynnej oraz regulację napięcia i mocy biernej.

Do płatności z tytułu świadczenia usługi pracy interwencyjnej zastosowanie mają, określone w umowie, ceny: (i) za utrzymywanie rezerwy interwencyjnej mocy czynnej w gotowości do wykorzystywania, (ii) za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej oraz (iii) za pracę kompensatorową. PSE zapewnia pokrycie wszystkich ponoszonych przez ENERGA Wytwarzanie kosztów stałych związanych ze świadczeniem usługi pracy interwencyjnej, z wyjątkiem amortyzacji.

Okres świadczenia usługi pracy interwencyjnej obejmuje okres do dnia 31 sierpnia 2016 roku. W określonych przypadkach umowa przewiduje możliwość jej wypowiedzenia przez każdą ze stron ze skutkiem natychmiastowym. Ponadto, umowa ulega rozwiązaniu na skutek rozwiązania umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z dnia 2 sierpnia 2007 roku zawartej pomiędzy ENERGA Wytwarzanie a PSE. Na żądanie PSE, umowa może zostać przedłużona na kolejne lata.

Wieloletnia umowa dostawy węgla energetycznego z dnia 14 grudnia 2010 roku pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka a Lubelski Węgiel „BOGDANKA” S.A.

Zgodnie z umową, spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. zobowiązała się dostarczać do ENERGA Elektrownie Ostrołęka uzgodnione na każdy rok ilości węgla energetycznego. Strony corocznie ustalają szczegółowy harmonogram dostaw, a w przypadku gdy nie zostanie on ustalony, kwartalnie dostarczane jest 25% ilości węgla zakontraktowanego na dany rok. Cena węgla energetycznego ustalana jest na podstawie formuły zawartej w umowie uwzględniającej sumę iloczynu ceny netto energii chemicznej zawartej w węglu i

jego wartości opałowej oraz kosztu transportu netto do bocznicy ENERGA Elektrownie Ostrołęka. Cena węgla energetycznego została ustalona w umowie na okres do końca 2011 roku. Na każdy kolejny rok kalendarzowy cena ta jest negocjowana przez strony. W przypadku braku uzgodnienia ceny na kolejny rok, stosowana jest zaliczkowo cena z IV kwartału roku poprzedniego, lecz nie dłużej niż do dnia 31 marca. Po ostatecznym uzgodnieniu ceny węgla energetycznego cena zaliczkowa podlega odpowiedniej korekcie. Na wypadek nieustalenia ceny węgla energetycznego do dnia 31 marca danego roku i skorzystania z prawa rozwiązania umowy, na zasadach w niej określonych, przewidziano algorytm rozliczenia za węgiel energetyczny, który został dostarczony według cen zaliczkowych. Ponadto, zgodnie z umową, cena węgla energetycznego może ulec zmianie na wniosek jednej ze stron w przypadku znaczących zmian ceny surowca na rynkach światowych, cen transportu kolejowego, zasad ustalania cen dla wytwórców energii, a także innych istotnych czynników mających wpływ na poziom cen węgla i energii elektrycznej. Umowa przewiduje także zasady rozliczeń wtórnych stosowanych w przypadku dostaw węgla energetycznego, którego parametry jakościowe odbiegają od ustalonych w umowie. Umowa została zawarta na czas określony do dnia 31 grudnia 2015 roku. Każdej ze stron przysługuje prawo wypowiedzenia umowy z 12-miesięcznym okresem wypowiedzenia. W przypadku niewykonania ustalonej rocznej wielkości dostaw z winy jednej ze stron, druga strona może żądać zapłaty kary umownej. Umowa może zostać rozwiązana ze skutkiem natychmiastowym przez każdą ze stron w razie trwania u drugiej strony siły wyższej przez okres dłuższy niż pięć kolejnych miesięcy. ENERGA Elektrownie Ostrołęka może wypowiedzieć umowę także w przypadku, gdy parametry graniczne węgla nie będą osiągały wielkości określonych w umowie przez okres trzech kolejnych miesięcy. W dniu 19 listopada 2013 roku ENERGA Elektrownie Ostrołęka podpisała aneks do wieloletniej umowy dostawy węgla energetycznego ze spółką Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. W wyniku zawarcia aneksu strony ustaliły warunki dostaw w latach 2013 – 2015, na mocy których spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. będzie jedynym dostawcą węgla do ENERGA Elektrownie Ostrołęka od 1 stycznia 2014 roku. W wyniku zawarcia aneksu zmianie uległa wartość umowy. Pozostałe warunki umowy w wyniku zawarcia aneksu nie uległy zmianie.

Umowa sprzedaży węgla energetycznego z dnia 10 lutego 2012 roku pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka a Kompanią Węglową S.A.

Zgodnie z umową, spółka Kompania Węglowa S.A. zobowiązała się dostarczać do ENERGA Elektrownie Ostrołęka do końca 2013 roku uzgodnione na każdy rok ilości węgla do celów energetycznych. Dostawy węgla realizowane są zgodnie z miesięcznymi zamówieniami składanymi przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka oraz harmonogramami dostaw ustalonymi przez strony w ramach dwustronnych konsultacji. Cena dostarczonego węgla uzależniona jest od jego parametrów jakościowych (wartości opałowej oraz zawartości siarki) oraz ustalana jest na podstawie cennika stanowiącego załącznik do umowy. Umowa przewiduje także zasady rozliczeń wtórnych stosowanych w przypadku dostaw węgla energetycznego, którego parametry jakościowe odbiegają od ustalonych w umowie. Za niedostarczenie lub nieodebranie węgla w ilości, przekraczającej dopuszczalny poziom tolerancji, stanowiący 10% wielkości zakontraktowanej rocznej dostawy, strona, która w tym zakresie nie wywiązała się z umowy zobowiązana jest do zapłacenia kary umownej w wysokości 10% wartości netto niedostarczonego lub nieodebranego węgla. W związku z zawarciem aneksu do umowy na dostawę węgla pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka, a spółką Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. w dniu 19 listopada 2013 roku, na mocy którego Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. będzie jedynym dostawcą węgla do ENERGA Elektrownie Ostrołęka, zawarta na czas określony umowa sprzedaży węgla energetycznego z dnia 10 lutego 2012 roku pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka a Kompanią Węglową S.A. wygaśnie z dniem 1 stycznia 2014 roku.

Umowa wieloletnia sprzedaży węgla do celów energetycznych z dnia 9 grudnia 2008 roku pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka a Jastrzębską Spółką Węglową S.A.

Zgodnie z umową, spółka Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. zobowiązała się do sprzedaży i dostarczania ustalonej ilości węgla do celów energetycznych do ENERGA Elektrownie Ostrołęka w okresie od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 grudnia 2013 roku. Dostawy węgla realizowane są zgodnie z miesięcznymi zamówieniami składanymi przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka w oparciu o roczny harmonogram sprzedaży węgla określony w umowie. Cena węgla energetycznego ustalana jest na podstawie formuły zawartej w umowie uwzględniającej iloczyn wartości opałowej węgla oraz ceny energii chemicznej zawartej w węglu, która jest negocjowana przez strony i ustalana dla kolejnych okresów dostaw w osobnych aneksach do umowy. W razie nieustalenia ceny dla kolejnych okresów dostaw, realizacja dostaw węgla ulega zawieszeniu. Umowa przewiduje także zasady rozliczeń wtórnych stosowanych w przypadku dostaw węgla energetycznego, którego parametry jakościowe odbiegają od ustalonych w umowie. Zgodnie z postanowieniami umowy strona, która nie odebrała lub nie dostarczyła w ciągu całego roku zakontraktowanej ilości węgla może zostać obciążona przez drugą stronę karą umowną. W związku z zawarciem aneksu do umowy na dostawę węgla pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka, a spółką Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. w dniu 19 listopada 2013 roku, na mocy

którego Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. będzie jedynym dostawcą węgla do ENERGA Elektrownie Ostrołęka, zawarta na czas określony umowa sprzedaży węgla do celów energetycznych z dnia 9 grudnia 2008 roku pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka a Jastrzębską Spółką Węglową S.A. wygaśnie z dniem 1 stycznia 2014 roku.

Umowa poręczenia z dnia 19 kwietnia 2013 roku pomiędzy ENERGA a PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

W dniu 19 kwietnia 2013 roku, Spółka zawarła z PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („PGE”) umowę poręczenia, na podstawie której Spółka zobowiązała się wobec PGE dokonać zapłaty należności pieniężnych do łącznej kwoty 500 mln PLN wynikających z umowy ramowej dla umów sprzedaży energii elektrycznej z dnia 21 grudnia 2007 roku zawartej pomiędzy PGE a ENERGA-OBRÓT oraz z zawartych na jej podstawie umów sprzedaży, w przypadku niedokonania przez ENERGA-OBRÓT zapłaty w ustalonym terminie. Poręczenie zostało udzielone do dnia 30 czerwca 2016 roku, po tej dacie zobowiązanie Spółki pozostaje w mocy w odniesieniu do określonych umów sprzedaży. Spółce przysługuje prawo odwołania poręczenia. W dniu 4 grudnia 2013 roku Spółka wypowiedziała umowę poręczenia ze skutkiem na dzień 1 lutego 2014 roku.

Umowa generalna z dnia 18 lutego 2010 roku pomiędzy ENERGA-OBRÓT a Bankiem Polska Kasa Opieki S.A.

W dniu 18 lutego 2010 roku, ENERGA-OBRÓT zawarła z Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. umowę generalną, na podstawie której w okresie od dnia 18 lutego 2010 roku do dnia 31 stycznia 2014 bank zobowiązany jest do wystawiania gwarancji bankowych z maksymalnym terminem ważności do dnia 31 lipca 2015 roku oraz otwierania akredytyw, których przewidywalny ostateczny termin realizacji i zapłaty na rzecz beneficjentów przypada nie później niż w dniu 31 stycznia 2015 roku. Wszelkie kwoty wypłacone przez bank z tytułu gwarancji i akredytyw powinny być zwrócone przez ENERGA-OBRÓT w terminie 7 dni od doręczenia pisemnego wezwania. Gwarancje i akredytywy mogą być denominowane w walucie PLN, USD oraz EUR. Łączna kwota zaangażowania banku z tytułu wystawionych gwarancji oraz otwartych akredytyw nie może przekroczyć kwoty 150 mln PLN. Zabezpieczeniem roszczeń banku jest pełnomocnictwo do potrącenia wierzytelności z tytułu gwarancji i otwartych akredytyw z wierzytelnościami ENERGA-OBRÓT z tytułu prowadzonego przez bank rachunku bankowego oraz oświadczenie ENERGA-OBRÓT o dobrowolnym poddaniu się egzekucji. Umowa zawiera postanowienia zobowiązujące ENERGA-OBRÓT między innymi do: (i) utrzymania istotnych zezwoleń, zgód i koncesji, (ii) niezwłocznego informowania banku o wszelkich zmianach w dokumentach założycielskich oraz w rejestrze przedsiębiorców, (iii) niedokonywania, bez zgody banku, żadnych zmian w zawartych kontraktach, które mogłyby zmienić zakres odpowiedzialności banku, (iv) dostarczania bankowi określonych dokumentów sprawozdawczych, w tym sprawozdania finansowego wraz z opinią biegłego rewidenta, (v) traktowania wierzytelności banku co najmniej równorzędnie w każdym zakresie, w stosunku do obecnych i przyszłych zabezpieczonych i niezabezpieczonych zobowiązań ENERGA-OBRÓT wobec innych wierzycieli. Umowa została zawarta na czas określony z możliwością przedłużenia, przy czym każdej ze stron przysługuje prawo jej rozwiązania z 30-dniowym terminem wypowiedzenia. Ponadto, w określonych w umowie przypadkach, takich jak pogorszenie sytuacji finansowej lub prawnej ENERGA-OBRÓT, wygaśnięcie zabezpieczenia czy niewykonanie przez ENERGA-OBRÓT zobowiązań wynikających z innych umów (*cross default*) bank uprawniony będzie do wypowiedzenia umowy w całości lub w części lub żądania ustanowienia dodatkowego zabezpieczenia. Po rozwiązaniu umowy wystawione na jej podstawie gwarancje oraz otwarte akredytywy pozostają w mocy.

Umowy nabycia udziałów i akcji

Umowa sprzedaży udziałów Ostrołęckiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. (obecnie ENERGA OPEC sp. z o.o.)

W dniu 25 lutego 2009 roku, Spółka i ENERGA Elektrownie Ostrołęka zawarły z miastem Ostrołęka umowę sprzedaży 23.662 udziałów reprezentujących 85% kapitału zakładowego Ostrołęckiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. zajmującego się dystrybucją i sprzedażą energii ciepłej w Ostrołęce i okolicach za cenę 39 mln PLN. Zgodnie z umową, Spółka oraz ENERGA Elektrownie Ostrołęka są zobowiązane do realizacji programu inwestycyjnego mającego na celu rozwój ciepłownictwa w Ostrołęce. Do końca 2018 roku, na budowę nowego źródła ciepła oraz modernizację sieci ciepłej powinny zostać przeznaczone środki w kwocie nie niższej niż 320 mln PLN. W dniu 3 lipca 2012 roku, ENERGA Elektrownie Ostrołęka zawarła umowę o realizację projektu inwestycyjnego „Zobowiązania inwestycyjne na rzecz ENERGA OPEC sp. z o.o. – Budowa źródła ciepła dla miasta Ostrołęki”. Zakończenie budowy nowego źródła ciepła o mocy 174 MWt w wodzie grzewczej planowane jest na I kwartał 2014 roku. Zgodnie z założeniami, wartość przedmiotu umowy wyniesie 160 mln PLN. W celu uzyskania dalszych informacji zobacz „—Program inwestycyjny—Podstawowe projekty inwestycyjne—Wytwarzanie”. Do dnia 30 września 2013 roku, łączna wartość nakładów inwestycyjnych

poniesionych przez Energa Elektrownie Ostrołęka w ramach realizacji umowy wyniosła 68,6 mln PLN, natomiast wartość nakładów inwestycyjnych poniesionych przez Energa OPEC wyniosła 29,9 mln PLN. Ponadto, Spółka i ENERGA Elektrownie Ostrołęka zobowiązały się, że do zakończenia okresu inwestycyjnego bez zgody sprzedającego OPEC nie zaprzestaną dostarczania ciepła odbiorcom na obszarze miasta Ostrołęki.

Umowa sprzedaży akcji ENERGA-OPERATOR oraz ENERGA Elektrownie Ostrołęka

W dniu 31 maja 2011 roku ENERGA zawarła ze Skarbem Państwa Rzeczypospolitej Polskiej umowę sprzedaży akcji, na podstawie której Spółka nabyła akcje ENERGA-OPERATOR oraz ENERGA Elektrownie Ostrołęka posiadane przez Skarb Państwa na dzień 30 kwietnia 2011 roku. W szczególności, na mocy umowy Spółka nabyła 87.811.853 akcje ENERGA-OPERATOR za cenę 6,47 PLN za każdą akcję, ustaloną na podstawie wartości księgowej, według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku, za łączną kwotę 568,1 mln PLN. Ponadto, na mocy umowy, Spółka nabyła 977.347 akcji ENERGA Elektrownie Ostrołęka za cenę 17,88 PLN za każdą akcję, ustaloną na podstawie wartości księgowej, według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku, za łączną kwotę 17,5 mln PLN. Łączna cena za akcje obu spółek wyniosła 585,6 mln PLN. Ponadto, na podstawie umowy w dniu 19 października 2011 roku Skarb Państwa przyjął ofertę nabycia przez Spółkę 13.238 akcji spółki ENERGA-OPERATOR za łączną cenę 85 649,86 PLN. Przeprowadzone transakcje były kontynuacją procesu konsolidacji oraz uproszczenia struktury Grupy. Transakcja dotyczyła pakietów mniejszościowych akcji w kluczowych spółkach Grupy, które Skarb Państwa posiadał m.in. w związku z realizacją procesu konwersji akcji zgodnie z ustawą z dnia 7 września 2007 roku o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 roku, Nr 191, poz. 1367, ze zm.) oraz z Rozporządzeniem Ministra Skarbu Państwa z dnia 19 lutego 2008 roku w sprawie sposobu określenia liczby akcji spółki konsolidującej podlegających zamianie i trybu dokonywania zamiany akcji lub prawa do akcji spółki konsolidowanej na akcje spółki konsolidującej (Dz.U. z 2008 roku, Nr 41, poz. 250 ze zm.).

Umowa sprzedaży udziałów w niektórych spółkach zależnych DONG Energy Wind Power A/S

W dniu 19 lutego 2013 roku ENERGA Wytwarzanie i PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zawarły z DONG Energy Wind Power A/S przedwstępną umowę sprzedaży udziałów w kapitale zakładowym niektórych spółek zależnych DONG Energy Wind Power A/S. Na podstawie umowy, ENERGA Wytwarzanie zobowiązała się do nabycia: (i) 100% udziałów w spółce DONG Energy Karcino sp. z o.o. (działającej następnie pod firmą EPW Karcino sp. z o.o., która z dniem 31 października 2013 roku została połączona ze spółką przejmującą ENERGA Wytwarzanie); (ii) 100% udziałów w spółce DONG Energy Tuszyń sp. z o.o. (obecnie: EPW 1 sp. z o.o.); (iii) 100% udziałów w spółce DONG Energy Pancerny sp. z o.o. (obecnie: EPW 3 sp. z o.o.); (iv) 100% udziałów w spółce DONG Energy Gąsiorowo sp. z o.o. (obecnie: EPW 2 sp. z o.o.); (v) 100% udziałów w spółce DONG Energy 3 sp. z o.o. (obecnie: EPW Parsówek sp. z o.o.); oraz (vi) 19% udziałów w spółce DONG Energy Olecko sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia Olecko sp. z o.o.). PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zobowiązała się do nabycia pozostałych 81% udziałów w spółce DONG Energy Olecko sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia Olecko sp. z o.o.) oraz innych aktywów określonych w umowie, za cenę określoną w umowie, skorygowaną odpowiednio w oparciu o wartość zadłużenia netto i kapitału obrotowego netto. Umowa została zawarta pod warunkiem uzyskania zgody Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji. Przedmiotowa zgoda została udzielona w dniu 4 czerwca 2013 roku. Przyrzeczone umowy sprzedaży udziałów zostały zawarte w dniu 28 czerwca 2013 roku. Ostateczne rozliczenie transakcji nastąpiło w dniu 9 września 2013 roku.

Umowa nabycia przez ENERGA Wytwarzanie udziałów w spółce Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.)

W dniu 26 lutego 2013 roku ENERGA Wytwarzanie i PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zawarły z Iberdrola Renewables Energia, S.A.U. przedwstępną umowę sprzedaży udziałów w kapitale zakładowym spółki Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.), w której 75% udziałów posiadała spółka Iberdrola Renewables Energia S.A.U. a pozostałe 25% Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju. Na podstawie umowy, ENERGA Wytwarzanie zobowiązała się do nabycia 67,3% udziałów w spółce Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.) należących do Iberdrola Renewables Energia S.A.U. (PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zobowiązała się do nabycia pozostałych 32,7% udziałów). Umowa została zawarta pod warunkiem uzyskania zgody Prezesa UOKiK na dokonanie koncentracji. Przedmiotowa zgoda została udzielona w dniu 4 czerwca 2013 roku. W dniu 21 czerwca 2013 roku ENERGA Wytwarzanie i PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zawarły z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju przedwstępną umowę sprzedaży pozostałych 25% udziałów w kapitale zakładowym spółki Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.) w proporcji identycznej z przyjętą w umowie zawartej z Iberdrola Renewables Energia S.A.U. Zgodnie z powyższymi umowami, udziały zostały nabyte za ceny określone w umowach, skorygowane odpowiednio w oparciu o wartość zadłużenia netto i kapitału obrotowego netto. Przyrzeczone

umowy sprzedaży udziałów zostały zawarte w dniu 31 lipca 2013 roku. Ostateczne rozliczenie transakcji nastąpiło w czwartym kwartale 2013 roku.

Umowy finansowe

Wprowadzenie

Na dzień Prospektu korzystamy z następujących zewnętrznych źródeł finansowania: (i) kredytów i pożyczek udzielonych głównie przez instytucje finansowe, (ii) emisji obligacji, oraz, w mniejszym stopniu, (iii) leasingu finansowego.

Co do zasady, zawierane przez nas umowy finansowania posiadają postanowienia typowe dla umów tego rodzaju, w tym między innymi: (i) klauzule dotyczące zmiany przedmiotu prowadzonej działalności (zabraniające Spółce i niektórym spółkom z naszej Grupy zmiany ogólnego charakteru i zakresu działalności w stosunku do stanu na dzień zawarcia danej umowy); (ii) klauzule równorzędności zobowiązań (*pari passu*) (zawierające zobowiązanie Spółki i niektórych spółek z naszej Grupy do zapewnienia równego traktowania zobowiązań wynikających z określonych umów finansowania i innych istniejących lub przyszłych niezabezpieczonych zobowiązań wobec wierzycieli, z zastrzeżeniem zobowiązań uprzywilejowanych zgodnie z bezwzględnie obowiązującymi przepisami prawa); (iii) zakazy ustanawiania zabezpieczeń (*negative pledge*) (zabraniające Spółce i niektórym spółkom z naszej Grupy zobowiązywania się do ustanowienia i ustanawiania oraz udzielania innym członkom Grupy zgody na ustanowienie jakichkolwiek obciążeń na istniejących lub przyszłych aktywach, z wyłączeniem obciążeń dozwolonych na podstawie danej umowy); oraz (iv) klauzule zmiany kontroli (stwierdzające, że możemy zostać zobowiązani do przedterminowej spłaty zadłużenia w przypadku istotnej zmiany struktury właścicielskiej, skutkującej zmianą kontroli nad daną spółką). Umowy kredytowe zawierają także pewne zobowiązania dotyczące utrzymania określonych poziomów parametrów finansowych, takich jak zadłużenie finansowe netto do EBITDA, stosunek kapitału własnego do sumy bilansowej oraz wskaźników opartych na przepływach pieniężnych.

Finansowanie programu inwestycyjnego ENERGA-OPERATOR

W latach 2009-2013 zawarliśmy umowy kredytowe z Nordyckim Bankiem Inwestycyjnym, Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju oraz Europejskim Bankiem Inwestycyjnym z przeznaczeniem na sfinansowanie programu inwestycyjnego ENERGA-OPERATOR związanego z rozbudową i modernizacją sieci dystrybucyjnej o łącznej wartości 3.850,0 mln PLN. Do dnia 30 września 2013 roku, łączna kwota finansowania uruchomiona na podstawie tych umów wyniosła 2.050,0 mln PLN.

Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym z dnia 16 grudnia 2009 roku

W dniu 16 grudnia 2009 roku Spółka oraz ENERGA-OPERATOR jako kredytobiorcy zawarli z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym umowę o udzielenie kredytu w wysokości 1.050,0 mln PLN („Kredyt EBI 2009”). Kredyt jest oprocentowany w zależności od warunków wypłaty transzy, według stałej lub zmiennej stopy procentowej, przy czym zmienna stopa procentowa dla transzy w walucie PLN stanowi sumę stopy WIBOR i marży banku i ma zostać spłacony do dnia 15 grudnia 2025 roku, w ratach kwartalnych, przy czym okres karencji w zakresie pierwszej transzy 630,0 mln PLN trwał do dnia 17 grudnia 2012 roku a w zakresie drugiej transzy 420,0 mln PLN trwa do dnia 16 grudnia 2013 roku. Umowa zawiera postanowienie zastrzegające równorzędność zobowiązań finansowych wynikających z umowy z innymi zobowiązaniami Spółki. Ponadto, umowa nakłada na Spółkę ograniczenia, m.in. w zakresie: (i) zmiany przedmiotu prowadzonej działalności, (ii) zbywania określonych aktywów, (iii) zaciągania zobowiązań, a także (iv) ustanawiania zabezpieczeń. Powyższe ograniczenia mają zastosowanie również do określonych spółek z Grupy. Ponadto, umowa zawiera postanowienie, zgodnie z którym Spółka zobowiązuje się do utrzymywania na określonym poziomie wskaźników finansowych, takich jak: zadłużenie netto do EBITDA oraz EBITDA do wartości odsetek netto. W przypadku naruszenia warunków umowy, Europejski Bank Inwestycyjny może zażądać natychmiastowej spłaty kredytu wraz z odsetkami i innymi opłatami. Na dzień 30 września 2013 roku, wszystkie środki dostępne na podstawie umowy zostały wykorzystane, a łączne zadłużenie wynikające z tej umowy wynosiło 998,6 mln PLN.

Umowa kredytowa z Nordyckim Bankiem Inwestycyjnym

W dniu 30 kwietnia 2010 roku, Spółka oraz ENERGA-OPERATOR jako kredytobiorcy zawarły z Nordyckim Bankiem Inwestycyjnym umowę o udzielenie kredytu w wysokości 200,0 mln PLN („Kredyt NIB 2010”). Kredyt jest oprocentowany według zmiennej stopy procentowej stanowiącej sumę stopy WIBOR i marży banku i ma zostać spłacony do dnia 15 czerwca 2022 roku w ratach kwartalnych, przy czym okres karencji trwał do dnia 17 czerwca 2013 roku. Umowa zawiera postanowienia zastrzegające równorzędność zobowiązań

wynikających z umowy z innymi zobowiązaniami finansowymi Spółki oraz wybranych spółek z Grupy, jak również wprowadzające ograniczenia w zakresie ustanawiania obciążeń aktywów Spółki oraz wybranych spółek z Grupy. W przypadku zmiany kontroli nad Spółką lub ENERGA-OPERATOR bądź naruszenia umów określających inne zobowiązania finansowe Spółki oraz wybranych spółek z Grupy (*cross default*), Nordycki Bank Inwestycyjny może wypowiedzieć kredyt i zażądać jego natychmiastowej spłaty. Ponadto, umowa nakłada na Spółkę ograniczenia, m.in. w zakresie: (i) podziału zysku, (ii) zawierania umów o zarządzanie, (iii) zbywania określonych aktywów, (iv) zaciągania zobowiązań, oraz (v) udzielania gwarancji. Powyższe ograniczenia mają zastosowanie również do wybranych spółek z Grupy. Umowa zawiera zobowiązanie Spółki do utrzymania w całym okresie obowiązywania umowy na odpowiednim poziomie wskaźników zadłużenia finansowego netto do EBITDA oraz współczynnika pokrycia odsetek. W przypadku naruszenia warunków umowy, Nordycki Bank Inwestycyjny może zażądać natychmiastowej spłaty kredytu wraz z odsetkami i innymi opłatami. Na dzień 30 września 2013 roku, wszystkie środki dostępne na podstawie umowy zostały wykorzystane, a łączne zadłużenie wynikające z tej umowy wyniosło 189,2 mln PLN.

Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju z dnia 29 kwietnia 2010 roku

W dniu 29 kwietnia 2010 roku, Spółka jako kredytobiorca oraz ENERGA-OPERATOR zawarły z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju umowę o udzielenie kredytu w wysokości 800,0 mln PLN („Kredyt EBOiR 2010”). Kredyt jest oprocentowany według zmiennej stopy procentowej stanowiącej sumę stopy WIBOR i marży banku i ma zostać spłacony do dnia 18 grudnia 2021 roku, w ratach kwartalnych, przy czym okres karencji trwał do dnia 18 marca 2013 roku. Umowa zawiera postanowienie zastrzegające równorzędność zobowiązań finansowych wynikających z umowy z innymi zobowiązaniami Spółki oraz ograniczenia w zmianie kontroli nad Spółką. Ponadto, umowa nakłada na Spółkę ograniczenia, m.in. w zakresie: (i) zawierania umów o zarządzanie, (ii) zmiany przedmiotu prowadzonej działalności, (iii) zbywania określonych aktywów, a także (iv) zaciągania zobowiązań. Powyższe ograniczenia mają zastosowanie również do określonych spółek z Grupy. Dodatkowo, umowa zawiera zobowiązanie Spółki do utrzymania w całym okresie obowiązywania umowy na odpowiednim poziomie wskaźników zadłużenia finansowego netto do EBITDA, kapitału własnego do sumy bilansowej oraz wskaźników opartych na przepływach pieniężnych. W przypadku naruszenia warunków umowy, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju może zażądać natychmiastowej spłaty kredytu wraz z odsetkami i innymi opłatami. Na dzień 30 września 2013 roku, wszystkie środki dostępne na podstawie umowy zostały wykorzystane, a łączne zadłużenie wynikające z tej umowy wyniosło 712,5 mln PLN.

Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju z dnia 26 czerwca 2013 roku

W dniu 26 czerwca 2013 roku, Spółka oraz ENERGA-OPERATOR jako kredytobiorcy zawarły z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju umowę o udzielenie niezabezpieczonego kredytu w wysokości 800,0 mln PLN („Kredyt EBOiR 2013”), w ramach której EBOiR udostępni 400,0 mln PLN, a pozostałą kwotę 400,0 mln PLN udostępnią dwa banki komercyjne: Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. oraz ING Bank Śląski S.A. Kredyt jest oprocentowany według zmiennej stopy procentowej stanowiącej sumę stopy WIBOR i marży banku, kredytobiorcy mają jednak możliwość wyboru stałej stopy procentowej w przypadkach i na zasadach określonych w umowie. Kredyt powinien zostać uruchomiony w transzach o wartości nie mniejszej niż 50,0 mln PLN każda. Okres dostępności kredytu upływa 29 lutego 2016 roku, przy czym w przypadku, gdyby do dnia 20 grudnia 2013 roku nie zostały uruchomione żadne środki, ich dostępność może zostać zawieszona lub anulowana. Spłata kredytu powinna nastąpić w 36 kwartalnych ratach w okresie od 18 marca 2016 roku do 18 grudnia 2024 roku. Kredyt przeznaczony jest na finansowanie: (i) przyłączeń odnawialnych źródeł energii, (ii) budowy oraz naprawy linii wysokiego napięcia oraz stacji wysokiego oraz średniego napięcia, (iii) wzmocnienia sieci przesyłowej, (iv) modernizacji systemu pomiarowego oraz (v) przyłączeń nowych klientów w ramach programu inwestycyjnego ENERGA-OPERATOR. Umowa zawiera postanowienia zastrzegające równorzędność zobowiązań finansowych wynikających z umowy z innymi zobowiązaniami Spółki. Ponadto, umowa nakłada na Spółkę ograniczenia, m.in. w zakresie: (i) zmiany przedmiotu prowadzonej działalności; (ii) zbywania określonych aktywów; (iii) zaciągania zobowiązań, (iv) ustanawiania zabezpieczeń (v) udzielania gwarancji, (vi) podziału zysku, (vii) dokonywania transakcji na instrumentach pochodnych oraz (viii) łączenia się i podziału spółek. Dodatkowo, umowa zawiera zobowiązanie Spółki do utrzymania w całym okresie obowiązywania umowy na odpowiednim poziomie wskaźników zadłużenia finansowego netto do EBITDA, przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej do płatności odsetkowych oraz kapitałów własnych do całkowitych skonsolidowanych aktywów. W przypadku, między innymi, (i) niedopełnienia określonych obowiązków wynikających z umowy, (ii) zmiany kontroli nad ENERGA-OPERATOR, (iii) zaprzestania realizacji programu inwestycyjnego, o którym mowa powyżej, bądź (iv) naruszenia umów określających inne zobowiązania finansowe Spółki oraz wybranych spółek z Grupy (*cross default*), Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju może zażądać natychmiastowej spłaty całości lub części kredytu wraz z odsetkami i innymi opłatami. Bank może również zażądać przedterminowej spłaty całości lub części kredytu między innymi w przypadku, gdy w wyniku

rozporządzenia aktywami spółki ich wartość zmniejszy się o więcej niż 25% lub zostanie dokonana wcześniejsza spłata określonego w umowie zadłużenia. Umowa podlega prawu angielskiemu. Na dzień 30 września 2013 roku, Spółka nie wykorzystwała żadnych środków udostępnionych w ramach Kredytu EBOiR 2013.

Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym z dnia 10 lipca 2013 roku

W dniu 10 lipca 2013 roku Spółka oraz ENERGA-OPERATOR jako kredytobiorcy zawarły z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym umowę o udzielenie niezabezpieczonego kredytu w wysokości 1.000,0 mln PLN („Kredyt EBI 2013”). W przypadkach określonych w umowie kredyt może zostać wykorzystany również w walucie EUR. Kredyt jest oprocentowany w zależności od warunków wypłaty transzy, zgodnie z wyborem kredytobiorcy, według stałej lub zmiennej stopy procentowej, przy czym zmienna stopa procentowa stanowi sumę stopy WIBOR – dla transzy denominowanej w PLN, bądź EURIBOR – dla transzy denominowanej w EUR oraz marży banku. Dana transza kredytu ma zostać spłacona w okresie od czterech do piętnastu lat od daty uruchomienia środków, które powinno nastąpić do dnia 10 maja 2015 roku. Kredyt powinien zostać uruchomiony w nie więcej niż dziesięciu transzach o wartości nie mniejszej niż 100,0 mln PLN każda. Zgodnie z umową środki uzyskane w ramach kredytu mają zostać przeznaczone na finansowanie programu inwestycyjnego ENERGA-OPERATOR, który ma na celu rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnej w Polsce centralnej oraz północnej. Umowa zawiera postanowienia zastrzegające równorzędność zobowiązań finansowych wynikających z umowy z innymi zobowiązaniami Spółki oraz klauzulę implementującą do niej samej ograniczenia z innych umów o finansowanie, jeśli nie są one zawarte w umowie z EBI. Ponadto, umowa nakłada na Spółkę ograniczenia, m.in. w zakresie: (i) zmiany przedmiotu prowadzonej działalności; (ii) zbywania określonych aktywów; (iii) zaciągania zobowiązań, a także (iv) ustanawiania zabezpieczeń. W przypadku naruszenia warunków umowy, Europejski Bank Inwestycyjny może zażądać natychmiastowej spłaty całości lub części kredytu wraz z odsetkami i innymi opłatami. Bank może również zażądać przedterminowej spłaty całości lub części kredytu między innymi w przypadku, gdy: (i) koszty programu inwestycyjnego obniżą się do tego stopnia, że kwota udzielonego kredytu będzie przekraczać połowę kosztów programu, (ii) zostanie dokonana wcześniejsza spłata zadłużenia, (iii) nastąpi zmiana podmiotu kontrolującego Spółkę lub zmiana podmiotu kontrolującego istotny podmiot zależny (według kryteriów określonych w umowie), (iv) Spółka bądź ENERGA-OPERATOR utracą którąkolwiek z posiadanych koncesji lub innego rodzaju pozwoleń na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej (bądź uprawnienia te ulegną modyfikacji), bądź (v) wskazane ratingi nadawane przez agencje ratingowe zostaną obniżone do określonego poziomu. Powyższe ograniczenia we wskazanym zakresie będą miały zastosowanie również do określonych spółek z Grupy. Umowa podlega prawu Anglii i Walii. Na dzień 30 września 2013 roku, Spółka nie wykorzystwała żadnych środków udostępnionych w ramach Kredytu EBI 2013.

Emisje obligacji

Program Obligacji Krajowych

Program Obligacji Krajowych opisany został w rozdziale „Opis Obligacji dopuszczanych do obrotu”.

Program Obligacji EMTN

W dniu 15 listopada 2012 roku ustanowiony został program emisji euroobligacji średnioterminowych na kwotę nie wyższą niż 1.000,0 mln EUR („**Program Obligacji EMTN**”). W ramach Programu Obligacji EMTN, Energa Finance AB (publ) zarejestrowana pod prawem szwedzkim, będąca podmiotem zależnym Spółki może emitować euroobligacje o terminie wykupu od jednego roku do dziesięciu lat w oparciu o następujące umowy zawarte dnia 15 listopada 2012 roku: (i) umowę agencyjną (*agency agreement*) zawartą pomiędzy Energa Finance AB (publ) jako emitentem, Spółką jako poręczycielem oraz BNP Paribas Securities Services, oddział w Luksemburgu jako agentem ds. płatności i agentem transferowym, (ii) umowę dealerską (*dealer agreement*) zawartą pomiędzy Energa Finance AB jako emitentem, Spółką jako poręczycielem oraz BNP Paribas, HSBC Bank Plc i Merrill Lynch International jako organizatorami i dealerami, (iii) umowę poręczenia (*deed of guarantee*), na podstawie której Spółka zobowiązała się bezwarunkowo i nieodwołalnie poręczyć zobowiązania Energa Finance AB (publ) wynikające z euroobligacji do kwoty 1.250,0 mln EUR w terminie do dnia 31 grudnia 2024 roku; oraz (iv) umowę zobowiązującą do dokonywania płatności (*deed of covenant*), zgodnie z którą Energa Finance AB (publ) jako emitent oraz Spółka jako poręczyciel zobowiązały się do spełniania określonych świadczeń z obligacji bezpośrednio na rzecz ich posiadaczy. Powyższe umowy oraz obligacje emitowane w ramach Programu Obligacji EMTN poddane są prawu angielskiemu. Obligacje emitowane w ramach Programu Obligacji EMTN mogą być przedmiotem dopuszczenia do obrotu na rynku regulowanym w Luksemburgu na podstawie prospektu bazowego zatwierdzonego przez Komisję Nadzoru Finansowego w Luksemburgu (*Commission de Surveillance du Secteur Financier*) w dniu 15 listopada 2012 roku.

Pierwsza emisja euroobligacji w ramach Programu Obligacji EMTN w wysokości 500,0 mln EUR została dokonana w dniu 19 marca 2013 roku, z terminem wykupu w dniu 19 marca 2020 roku. Emisja obejmowała 5 tys. obligacji o wartości 100,0 tys. EUR każda. Oprocentowanie euroobligacji jest stałe i wynosi 3,250% p.a. Odsetki z tytułu euroobligacji płatne są w rocznych okresach odsetkowych. W dniu emisji euroobligacje zostały wprowadzone do obrotu na giełdzie w Luksemburgu. W związku z emisją euroobligacji Energa Finance AB (publ) jako emitent, Spółka jako gwarant oraz BNP Paribas, HSBC Bank Plc i Merrill Lynch International jako główni współzarządzający ofertą, w dniu 15 marca 2013 roku zawarli umowę subskrypcji (*subscription agreement*). Środki pozyskane przez Energa Finance AB (publ) z tytułu emisji euroobligacji w ramach Programu Obligacji EMTN zostały przekazane Spółce na podstawie umowy pożyczki z dnia 21 marca 2013 roku na kwotę 250 mln EUR oraz umowy pożyczki z dnia 25 marca 2013 roku na kwotę 249 mln EUR.

Koncesje

Nasza podstawowa działalność w obszarze wytwarzania, dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła jest koncesjonowana przez Prezesa URE i podlega jego nadzorowi. W przypadkach przewidzianych przepisami prawa, Prezes URE może, w zależności od okoliczności, cofnąć koncesję w drodze decyzji administracyjnej. Na dzień Prospektu posiadamy wszystkie koncesje wymagane przepisami prawa.

Koncesje, które posiadamy zostały wydane na czas oznaczony. Przed wygaśnięciem danej koncesji w terminie określonym prawem złożymy wnioski o przedłużenie okresu ich obowiązywania lub o wydanie nowej koncesji. Pomimo, że przedłużenie okresu obowiązywania lub wydanie nowej koncesji nie następuje automatycznie, jesteśmy przekonani, że będziemy w stanie terminowo przedłużyć wygasające koncesje lub zastąpić je nowymi.

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat koncesji będących w naszym posiadaniu według stanu na dzień Prospektu.

Spółka	Rodzaj koncesji	Data wygaśnięcia
ENERGA-OPERATOR	dystrybucja energii elektrycznej	31 grudnia 2020 roku
ENERGA-OBRÓT	obrót energią elektryczną	30 czerwca 2017 roku
	wytwarzanie energii elektrycznej	16 sierpnia 2031 roku
	obrót paliwami gazowymi	31 grudnia 2030 roku
	obrót gazem z zagranicą	31 grudnia 2030 roku
ENERGA Elektrownie Ostrołęka	wytwarzanie ciepła	31 grudnia 2025 roku
	wytwarzanie energii elektrycznej	31 grudnia 2025 roku
	obrót energią elektryczną	15 stycznia 2014 roku
ENERGA Kogeneracja	wytwarzanie energii elektrycznej	1 grudnia 2020 roku
	wytwarzanie ciepła	31 października 2018 roku
	przesył ciepła	31 października 2018 roku
ENERGA Invest	obrót paliwami gazowymi	10 września 2015 roku
	obrót gazem z zagranicą	10 września 2015 roku
	promesa koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej	5 marca 2018 roku
ENERGA Wytwarzanie	wytwarzanie energii elektrycznej	31 grudnia 2030 roku
ENERGA Oświetlenie.....	obrót energią elektryczną	31 grudnia 2025 roku
Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.)	wytwarzanie energii elektrycznej	31 grudnia 2025 roku
Ciepło Kaliskie	promesa koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem	15 maja 2017 roku
ENERGA Elektrociepłownia Kalisz	wytwarzanie energii elektrycznej	31 grudnia 2025 roku
	przesył i dystrybucja ciepła	31 grudnia 2025 roku
	wytwarzanie ciepła	31 grudnia 2025 roku
ZEP-MOT	obrót paliwami ciekłymi	11 grudnia 2027 roku
ENERGA OPEC.....	przesył ciepła	15 października 2025 roku
	obrót ciepłem	15 października 2025 roku

Źródło: Spółka.

Ochrona środowiska

Podlegamy istotnym przepisom i regulacjom z zakresu ochrony środowiska, które mają wpływ na naszą działalność. Zobacz „Czynniki ryzyka—Czynniki ryzyka związane z polskim sektorem energetycznym—Podlegamy różnym regulacjom z zakresu ochrony środowiska, co może wiązać się z koniecznością ponoszenia znaczących kosztów związanych z dostosowaniem się do przepisów lub uzyskaniem nowych pozwoleń środowiskowych wynikających z zaostrzenia przepisów dotyczących ochrony środowiska oraz wdrażania najlepszych praktyk branżowych”.

Nasza działalność wywiera istotny wpływ na środowisko, w szczególności poprzez emisję zanieczyszczeń do powietrza, wytwarzanie odpadów, wprowadzanie ścieków do wód lub ziemi oraz emisję hałasu z linii energetycznych i stacji, które to oddziaływanie jest regulowane przez przepisy o ochronie środowiska. W ostatnich latach znacząco wzrosła liczba przepisów dotyczących ochrony środowiska na rynku, na którym działamy, w tym przepisów dotyczących emisji CO₂ i ograniczeń dotyczących emisji zanieczyszczeń z dużych instalacji. Zgodność z przepisami i regulacjami dotyczącymi ochrony środowiska, wymaga między innymi zlecenie realizacji badań środowiskowych dotyczących przyszłych projektów oraz uzyskania odpowiednich koncesji, pozwoleń i innych zgód niezbędnych do powstania i działania nowych projektów.

Nasza działalność prowadzona jest m. in. na obszarach chronionych przyrodniczo, w tym należących do sieci Natura 2000. Nowe inwestycje, remonty prowadzone na lokalizacji objętej ochroną przyrodniczą, mogące wpływać na przedmiot ochrony, dla którego ustanowiono dany obszar, mogą podlegać procedurze oceny wpływu danej inwestycji na obszary chronione.

Na dzień Prospektu posiadamy wszystkie wymagane prawem pozwolenia i uważamy, że nasza działalność prowadzona jest zgodnie z wszelkimi istotnymi mającymi zastosowanie przepisami regulującymi korzystanie ze środowiska.

Pozwolenia

Nasze elektrownie i elektrociepłownie wytwarzające energię elektryczną i ciepło w źródłach konwencjonalnych działają w oparciu o decyzje, których ważność wygasa w latach 2014-2026. W szczególności posiadają one pozwolenia zintegrowane obejmujące zazwyczaj rodzaj i parametry instalacji, warunki wprowadzania do środowiska substancji i energii, określenie dopuszczalnych rodzajów i ilości gazów i pyłów, zagadnienia z zakresu gospodarki wodnej (pobór wód, wprowadzanie i odprowadzanie ścieków) i gospodarowania odpadami, określenie dopuszczalnej wielkości poziomu hałasu, sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska, sposoby zapobiegania występowaniu i ograniczenia skutków awarii, wymogi informowania o wystąpieniu awarii i określające obowiązki w zakresie monitoringu: wody, ścieków i ochrony powietrza. Spółkom z Grupy zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej wydawane są również odpowiednie pozwolenia sektorowe.

Nasze elektrownie wodne, w tym elektrownia szczytowo-pompowa, działają w oparciu o decyzje, których ważność wygasa w latach 2013-2032. W szczególności posiadają one pozwolenia wodnoprawne na piętrzenie wód, wprowadzanie ścieków do wód oraz pobór wody.

Spółki z Grupy działające w segmentach dystrybucji i sprzedaży posiadają wymagane prawem pozwolenia i zezwolenia niezbędne dla prowadzenia ich podstawowej działalności. W szczególności w zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej posiadamy pozwolenia wodnoprawne na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, w tym pozwolenia na odprowadzanie oczyszczonych wód opadowych i roztopowych (ścieków deszczowych) do ziemi, na wprowadzanie oczyszczonych ścieków bytowych do ziemi, a także pozwolenia na wytwarzanie odpadów, w tym na wytwarzanie odpadów niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne. Okres ważności pozwoleń i zezwoleń rozciąga się na lata 2013-2023.

Przed wygaśnięciem każdego z pozwoleń będziemy wnioskować o jego przedłużenie lub o wydanie nowej decyzji. Jesteśmy przekonani, że będziemy w stanie przedłużyć wygasające pozwolenia lub zastąpić je innymi.

Oplaty za korzystanie ze środowiska

Spośród spółek z Grupy najwyższe opłaty związane z przemysłowym korzystaniem ze środowiska ponoszą spółki działające w segmencie wytwarzania (energetyki konwencjonalnej). Łączna wartość opłat za korzystanie ze środowiska uiszczanych przez te podmioty (elektrownie węglowe i wodne) wyniosła odpowiednio, 13,2 mln PLN (w tym ENERGA Elektrownie Ostrołęka 12,0 mln PLN), 13,8 mln PLN (w tym ENERGA Elektrownie Ostrołęka 12,6 mln PLN), 12,9 mln PLN (w tym ENERGA Elektrownie Ostrołęka 11,6 mln PLN) w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. Największy udział w tych kosztach mają opłaty z tytułu emisji SO₂ (około 36%). W opłatach ponoszonych przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka, około 1,5 mln PLN rocznie, związane jest z poborem wody z rzeki Narew w celu odsprzedaży innej spółce spoza Grupy.

Łączna wartość opłat za korzystanie ze środowiska uiszczanych przez ENERGA-OPERATOR wyniosła, odpowiednio, 0,04 mln PLN, 0,06 mln PLN, 0,07 mln PLN w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. Największy udział we wskazanych opłatach mają opłaty z tytułu kosztów emisji do powietrza (około 70%).

Ponadto, spółki z Grupy ponoszą koszty operacyjne, związane z unieszkodliwianiem odpadów przez podmioty zewnętrzne, dostawą wody i odbiorem ścieków przez przedsiębiorstwa kanalizacyjne oraz nakłady związane z rekultywacją terenów i oczyszczaniem gleby.

W okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku nie byliśmy karani za przekroczenia standardów środowiskowych, za wyjątkiem administracyjnej kary pieniężnej w wysokości 10 tys. PLN wymierzonej wobec ENERGA Elektrownia Ostrołęka na podstawie decyzji Mazowieckiego Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska wydanej w dniu 16 sierpnia 2012 roku

za prowadzenie działalności w zakresie zbierania, odzysku lub unieszkodliwiania odpadów z naruszeniem warunków decyzji zezwalającej na odzysk lub unieszkodliwianie odpadów.

Emisje zanieczyszczeń

Nasze elektrownie zobowiązane są do przestrzegania przepisów prawa, które regulują poziom emisji gazowych, zwłaszcza CO₂, SO₂, NO_x, pyłów i innych substancji. Na dzień Prospektu, wszystkie nasze elektrownie dotrzymują warunków pozwoleń i spełniają standardy emisyjne CO₂, SO₂, NO_x, pyłów i innych substancji.

Emisja CO₂

Nasze elektrownie uczestniczą w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (*EU Emission Trading System, EU ETS*), działając na podstawie ważnych decyzji administracyjnych.

Zgodnie z przepisami wspólnotowymi, przepisy prawa polskiego przyznają nieodpłatne, zbywalne uprawnienia do emisji CO₂ (EUA) poszczególnym wytwórcom energii elektrycznej. Od roku 2013, co do zasady, uprawnienia emisyjne na produkcję energii elektrycznej są odpłatne. Polskie instalacje mogą jednak korzystać, zgodnie z Dyrektywą EU-ETS i decyzjami Komisji Europejskiej, z okresowych derogacji, przyznających część uprawnień bezpłatnie (do roku 2019). W zakresie produkcji ciepła instalacje mają możliwość uzyskania częściowych (malejących z czasem), bezpłatnych przydziałów, na zasadach jednakowych dla całej UE.

Poniższa tabela przedstawia poziom emisji CO₂ w Grupie we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
	<i>(tys. ton)</i>				
ENERGA Elektrownie Ostrołęka	2.037,6	1.980,5	2.402,1	3.028,9	2.574,7
<i>Elektrociepłownia Ostrołęka A</i>	32,9	33,4	48,7	172,6	167,5
<i>Elektrownia Ostrołęka B</i>	2.004,7	1.947,1	2.353,3	2.856,3	2.407,3
ENERGA Kogeneracja*	71,5	68,8	87,3	84,5	79,4
ENERGA Elektrociepłownia Kalisz	5,2	5,6	8,3	7,4	7,9
Łączna emisja CO₂ związana z wytwarzaniem energii elektrycznej	2.114,2	2054,9	2.497,6	3.120,8	2.662,0
ENERGA Elektrownie Ostrołęka	145,4	121,7	181,7	157,8	309,0
ENERGA Kogeneracja*	148,2	138,1	210,0	206,8	239,4
ENERGA Elektrociepłownia Kalisz	39,1	37,0	53,0	51,5	59,5
Łączna emisja CO₂ związana z wytwarzaniem ciepła	332,8	296,8	444,8	416,1	607,9
Łączna emisja CO₂ w Grupie	2.447,0	2.351,6	2.942,4	3.537,0	3.269,9

* Dane dotyczące ENERGA Kogeneracja dotyczą wyłącznie instalacji objętych unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO₂ i nie obejmują emisji pochodzących z Ciepłowni Wyszogród oraz Elektrociepłowni Winnica.

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia ilości nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ przyznanych dla naszych instalacji w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku. Jesteśmy uprawnieni do otrzymania nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013–2019. Na dzień Prospektu, w ramach KPRU na rok 2013 opublikowano projekt przydziałów bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂. Warunkiem ich otrzymania jest realizacja zadań inwestycyjnych, ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym oraz wykazanie, że przyczyniają się one do ograniczenia emisji CO₂. Na dzień Prospektu, dokument ten jest przedmiotem notyfikacji jako pomoc publiczna w Dyrekcji Generalnej Komisji Europejskiej ds. Konkurencji. Po wydaniu decyzji Komisji Europejskiej, Rada Ministrów przyjmie w drodze rozporządzenia wykaz instalacji wytwarzających energię elektryczną objętych systemem EU ETS w okresie rozliczeniowym 2013–2020 wraz z przyznaną tym instalacjom liczbą uprawnień do emisji.

	Rok zakończony 31 grudnia		
	2012	2011	2010
	<i>(tys. ton)</i>		
ENERGA Elektrownie Ostrołęka.....	2.712,0	2.712,0	2.712,0
<i>Elektrociepłownia Ostrołęka A</i>	421,4	421,4	421,4
<i>Elektrownia Ostrołęka B</i>	2.290,6	2.290,6	2.290,6
ENERGA Kogeneracja.....	298,1	298,1	298,1
ENERGA Elektrociepłownia Kalisz	70,2	70,2	70,2
Razem nieodpłatne uprawnienia do emisji CO ₂ w Grupie.....	3.080,4	3.080,4	3.080,4

Źródło: Spółka.

Na dzień Prospektu, nasze elektrownie dotrzymują warunków pozwoleń i spełniają standardy emisyjne CO₂.

Emisja SO₂, NO_x i innych zanieczyszczeń

Niezależnie od ograniczeń dotyczących emisji CO₂, jesteśmy zobowiązani do przestrzegania przepisów prawa dotyczących emisji innych gazów, w tym NO_x, SO₂, a także pyłów i innych substancji. Na dzień Prospektu dysponujemy wszystkimi istotnymi zezwoleniami dotyczącymi emisji zanieczyszczeń innych niż CO₂ i stosujemy się do głównych wymogów określonych w Dyrektywie LCP i pozwoleniach.

Poniższa tabela przedstawia poziom emisji NO_x w Grupie we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
	<i>(tony)</i>				
ENERGA Elektrownie Ostrołęka.....	4.226,8	4.313,8	5.258,7	5.650,3	4.892,1
<i>Elektrociepłownia Ostrołęka A</i>	353,6	308,3	452,0	598,3	870,2
<i>Elektrownia Ostrołęka B</i>	3.873,2	4.005,5	4.806,7	5.052,0	4.021,9
ENERGA Kogeneracja.....	393,5	430,0	603,3	565,6	596,6
ENERGA Elektrociepłownia Kalisz	66,9	67,9	98,6	91,2	141,2
Łączna emisja NO_x	4.687,2	4.811,7	5.960,6	6.307,1	5.629,9

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia poziom emisji SO₂ w Grupie we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
	<i>(tony)</i>				
ENERGA Elektrownie Ostrołęka.....	7.207,8	6.871,3	8.277,8	10.091,1	9.773,1
<i>Elektrociepłownia Ostrołęka A</i>	1.484,1	1.425,7	2.039,9	3.210,9	3.300,2
<i>Elektrownia Ostrołęka B</i>	5.723,7	5.445,6	6.237,9	6.880,2	6.472,9
ENERGA Kogeneracja.....	777,2	809,0	1.146,0	1.245,1	1.242,7
ENERGA Elektrociepłownia Kalisz	184,3	193,6	265,9	296,1	289,8
Łączna emisja SO₂	8.169,3	7.873,9	9.689,7	11.632,3	11.305,6

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia poziom emisji pyłów w Grupie we wskazanych okresach.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września		Rok zakończony 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
	<i>(tony)</i>				
ENERGA Elektrownie Ostrołęka.....	327,3	323,9	426,8	471,6	388,4
<i>Elektrociepłownia Ostrołęka A.....</i>	<i>171,9</i>	<i>161,5</i>	<i>244,2</i>	<i>265,5</i>	<i>207,7</i>
<i>Elektrownia Ostrołęka B</i>	<i>155,4</i>	<i>162,4</i>	<i>182,6</i>	<i>206,1</i>	<i>180,7</i>
ENERGA Kogeneracja.....	71,3	82,6	121,1	116,0	116,8
ENERGA Elektrociepłownia Kalisz	26,3	31,5	41,9	40,8	324,7
Łączna emisja pyłów.....	424,9	444,0	589,8	628,4	829,9

Źródło: Spółka.

W przypadku emisji do powietrza i wymagań Dyrektywy LCP, spółki z Grupy korzystają z (i) derogacji naturalnych (20 tys. godzin w okresie od 1 stycznia 2008 roku do 31 grudnia 2015 roku) przyznanych Elektrociepłowni Ostrołęka A (dla trzech kotłów OP-100) oraz Elektrociepłowni Kalisz (dla dwóch kotłów SR-10 K1 i SR-10 K2), a także z (ii) derogacji traktatowych przyznanych Elektrowni Ostrołęka B w zakresie SO₂ (dla dwóch kotłów OP650 – do końca 2015 roku i jednego kotła OP650 w latach 2016-2017 w zakresie NO_x) oraz Elektrociepłowni Kalisz w zakresie pyłu (trzy kotły WR-25 i jeden kocioł OSR-32 do 31 grudnia 2017 roku) oraz Elektrociepłowni Elbląg w zakresie SO₂ (dla trzech kotłów OP 130 i jednego kotła WP 120 do 31 grudnia 2015).

W związku z nową Dyrektywą IED, która w istotny sposób zaostrza standardy emisyjne ze źródeł energetycznych oraz wzmacnia funkcje instytucji BAT (najlepszych dostępnych technik), wstępnie, w ramach derogacji zgłosiliśmy instalacje do Przejściowego Planu Krajowego (Elektrownia Ostrołęka B w zakresie SO₂ i pyłu i ENERGA Kogeneracja w zakresie SO₂, NO_x i pyłu).

Analizujemy ryzyka i ocenimy zagrożenia związane zarówno z wdrażaniem nowych standardów Dyrektywy IED (planowane są inwestycje dostosowujące źródła do niższych emisji, w szczególności NO_x), jak i trzecim okresem systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂. Dodatkowo dostosowujemy nasze programy inwestycyjne do zmieniających się uwarunkowań i celów gospodarki niskoemisyjnej. Konieczność dotrzymania nowych standardów emisyjnych dla źródeł aktualnie istniejących może spowodować, iż po dniu 1 stycznia 2016 roku, bez dodatkowych inwestycji i przeprowadzenia modernizacji, będą one eksploatowane w sposób ograniczony. W związku z powyższym podejmujemy działania zmierzające do ograniczenia emisji zanieczyszczeń, które pozwolą na dalszą eksploatację instalacji z dotrzymaniem zaostrzonych wymagań ochrony środowiska.

Na dzień Prospektu, nasze elektrownie dotrzymują warunków pozwoleń i spełniają standardy emisyjne SO₂, NO_x, pyłów i innych substancji.

Prace badawczo-rozwojowe

Nasza działalność w zakresie badań i rozwoju koncentruje się na projektach charakteryzujących się najniższą emisyjnością dwutlenku węgla oraz projektach dotyczących efektywnej dystrybucji i zużycia energii.

W zakresie prowadzonych projektów badawczo-rozwojowych, Grupa współpracuje z między innymi z Instytutem Energetyki w Gdańsku, Gdańskim Parkiem Naukowo - Technologicznym, Pomorskim Parkiem Naukowo - Technologicznym, Uniwersytetem Gdańskim, Politechniką Gdańską, Instytutem Maszyn Przepływowych PAN oraz Uniwersytetem Warmińsko-Mazurskim.

ENERGA-OPERATOR wdraża największy w Polsce projekt inteligentnego opomiarowania, który ma znaczenie strategiczne dla Grupy. W ramach pilotażowego projektu, na dzień Prospektu, zainstalowano 27 tysięcy zdalnie odczytywanych liczników u odbiorców przemysłowych oraz 364 tysięcy u odbiorców komunalnych. Koszt jednego inteligentnego licznika komunalnego (którego stawka amortyzacyjna wynosi 12,5% rocznie) wraz z infrastrukturą wyniósł około 70 EUR w 2012 roku. Dzięki rozwojowi sieci dystrybucyjnej planujemy istotne zredukowanie wskaźnika SAIDI zgodnie z międzynarodowymi standardami.

W ramach konsorcjum, w którego skład wchodzi m.in. Politechnika Gdańska, Instytut Maszyn Przepływowych PAN oraz Uniwersytet Warmińsko-Mazurski realizujemy, finansowany przez Narodowe Centrum Badań i

Rozwoju w Warszawie, projekt badawczy, w ramach którego planujemy zbudowanie pilotażowego układu kogeneracyjnego z silnikiem spalinowym oraz instalacji do oczyszczania syngazu. Istotnym elementem projektu jest również opracowanie koncepcji i warunków współpracy odnawialnych źródeł energii z siecią dystrybucyjną.

Na dzień Prospektu, jesteśmy także zaangażowani w realizację inicjatyw badawczo-rozwojowych, które obejmują: (i) realizowany w konsorcjum projekt badania i rozwoju nowoczesnych technologii, którego celem jest stworzenie inteligentnego systemu zarządzania budynkiem/mieszkaniami umożliwiające aktywne zarządzanie popytem, (ii) realizowany w konsorcjum projekt SmartToruń, którego celem jest demonstracja korzyści i popularyzacja rozwiązań z zakresu technologii inteligentnych sieci oraz urządzeń współpracujących tworzących sieć Smart Grid, (iii) realizowany w porozumieniu z URE i PSE projekt mający na celu badanie reakcji klientów na wprowadzenie nowych produktów i usług opartych o AMI oraz dynamiczne programy cenowe; efektem projektu ma być określenie otwartości na nowe produkty oraz możliwość zmiany zachowania klientów w konsumowaniu energii elektrycznej, oraz (iv) realizowany projekt badawczo-rozwojowy w zakresie pojazdów elektrycznych, którego celem jest stworzenie punktów ładowania oraz odbioru energii elektrycznej z pojazdów elektrycznych, tym samym stworzenia warunków do rozwoju rynku EV w Polsce oraz stworzenia systemu magazynowania energii w oparciu o mobilne magazyny energii – EV.

Wynikiem prowadzonej przez Grupę ENERGA działalności badawczo-rozwojowej będą innowacje technologiczne, produktowe, organizacyjne i procesowe, wdrażane i komercjalizowane przez spółki Grupy, szczególnie przez powołaną do tego celu spółkę ENERGA Innowacje. Wypracowane rozwiązania, zwłaszcza w obszarze dystrybucji i obrotu energią elektryczną, wejdą na stałe w ofertę produktową spółek obrotowych i dystrybucyjnej z Grupy. ENERGA-OPERATOR posiada zarejestrowane 2 patenty dotyczące sposobu wymiany łańcucha izolatorów.

Własność intelektualna

Posiadamy prawo ochronne do znaku towarowego ENERGA (znak podstawowy) oraz znaków pochodnych (np. ENERGA-OBRÓT, ENERGA-OPERATOR, ENERGA Obsługa i Sprzedaż). Znaki te są zarejestrowane w Polskim Urzędzie Patentowym oraz Urzędzie do spraw Harmonizacji Rynku Wewnętrznego (OHIM) i w konsekwencji korzystają z ochrony prawnej na terytorium Polski oraz UE. Spółka udziela na podstawie licencji prawa do użytkowania znaków towarowych spółkom z Grupy.

Na dzień Prospektu nie jesteśmy w jakimkolwiek istotnym stopniu uzależnieni od patentów, umów przemysłowych, jak również nowych procesów technologicznych.

Domeny internetowe

Na dzień Prospektu zarejestrowaliśmy około 1.150 domen internetowych, wśród których najistotniejsze to: energa.pl, grupaenerga.pl, energa-operator.pl, energaobrot.pl, smarteco.pl, in.pl oraz ze.slupsk.pl.

Technologie informatyczne

Korzystamy z wielu technologii informatycznych wspomagających funkcjonowanie kluczowych obszarów naszej działalności. Wykorzystanie systemów informatycznych jest na bieżąco monitorowane, a także konfrontowane z przedsiębiorstwami sektora użyteczności publicznej. Takie podejście pozwala nam sprawnie reagować na rzeczywiste potrzeby biznesowe i uwarunkowania konkurencyjne sektora, a także standaryzować rozwiązania w ramach Grupy.

Prawa do wykorzystywania technologii informatycznych przysługują nam na podstawie udzielonych licencji na korzystanie z oprogramowania specjalistycznego stosowanego w sektorze energetycznym takiego jak: (i) systemy automatyki blokowej i układów pomocniczych: Ovation (DCS) firmy EMERSON, (ii) systemy zarządzania ruchem: SCADA firm Mikronika i Elkomtech, (iii) systemy zarządzania majątkiem sieciowym: SID firmy Aparator Rector, (iv) systemy zarządzania pomiarami (odczyty zdalne) oraz SmartGrid: AMI firmy ATM Software, CONVERGE firmy Landis & Gyr, (v) systemy zarządzania na rynku energii, CMS, SURE, WIRE firmy Sygnity, (vi) systemy billingowe: SAP IS-U, Selen firmy EITE, AUMS firmy Asseco, (vii) systemy CRM: Microsoft Dynamics, oraz (viii) systemy klasy Enterprise: SAP ERP, IFS ERP, FileNet firmy IBM, Oracle Hyperion, SAP Business Warehouse.

Nasza strategia informatyzacji zakłada budowę otwartych i elastycznych rozwiązań, które w miarę potrzeb mogą być zastępowane rozwiązaniami bardziej nowoczesnymi technologicznie. W naszej ocenie, z zastrzeżeniem kwestii technicznych i kosztów z tym związanych, zarówno stosowane przez nas standardowe systemy operacyjne, jak i oprogramowanie specjalistyczne mają charakter zastępowalny i mogą zostać zastąpione dostępnymi na rynku systemami lub oprogramowaniem pochodzącym od innych dostawców, a oferującym co

najmniej podobną funkcjonalność. Działania takie wymagałyby opracowania odpowiedniej strategii migracji systemów istniejących na nowe platformy, z wykorzystaniem dostępnych w organizacji rozwiązań integracji aplikacji i danych.

Architektura infrastruktury informatycznej

Będąc jedną z największych grup energetycznych w Polsce, dysponujemy złożoną infrastrukturą informatyczną, która obejmuje około 8,5 tys. stacji roboczych i 500 serwerów. Wykorzystujemy w dużej mierze technologię wirtualizacji serwerów, co pozwala na znaczne obniżenie kosztów ich utrzymania oraz przyspiesza proces wdrażania nowych systemów, minimalizując straty wynikające z ewentualnych awarii sprzętowych. Nasza sieć WAN to rozległa sieć telekomunikacyjna, która obejmuje szeroki obszar w Polsce północnej. Nasze spółki z Grupy i departamenty biznesowe korzystają z sieci WAN w celu przekazywania danych pomiędzy pracownikami, klientami, odbiorcami i dostawcami z różnych lokalizacji geograficznych. Sieć WAN została zmodernizowana i rozbudowana. Zmodernizowana sieć WAN umożliwi centralizację aplikacji, które wspierają nasze procesy biznesowe. Chcąc ograniczyć wydatki na tradycyjną telefonię stacjonarną, dokonujemy migracji na systemy VoIP oraz rozwiązania konwergentne (transmisja wielu typów mediów poprzez jeden typ łącza). Nasza sieć WAN oferuje wysoki poziom bezpieczeństwa przetwarzanych danych biznesowych, transakcji i komunikacji pomiędzy różnymi rodzajami działalności. Na potrzeby sterowania i nadzoru nad siecią dystrybucyjną, inteligentnego opomiarowania oraz budowy inteligentnej sieci (smart grid), ENERGA-OPERATOR jako pierwszy OSD w kraju uruchamia niezależną teleinformatyczną sieć technologiczną TAN.

Architektura aplikacji

Wykorzystywane przez nas aplikacje zaspokajają kluczowe potrzeby procesów organizacji oraz przepływu danych w szeroko rozproszonym otoczeniu. Podstawowe aplikacje stosowane przez nas obejmują: (i) systemy wspierające operacje (m.in. Apator Rector SID, SCADA firmy Elkomtech i Mikronika, CONVERGE firmy Landis & Gyr, AMI firmy ATM Software, WIRE/UR, SURE, CMS firmy Sygnity, SMPP firmy ABB), (ii) systemy wsparcia biznesu (m.in. system zarządzania przedsiębiorstwem pożytku publicznego - Asseco Utility Management System, system fakturowania SELEN Billing firmy EITE, system fakturowania SAP-ISU Billing), (iii) systemy ERP (m.in. SAP, IFS, System Obiegu Dokumentów oparty na IBM FileNet, System Wspomagania Zarządzania Strategicznego Oracle Hyperion, Hurtownia danych Oracle i narzędzia analityczne SAP Business Objects). Rozpoczęliśmy także wdrożenie systemu obsługi sprzedaży, który ma na celu sukcesywne zastępowanie systemów z obszaru obsługi klienta.

Ubezpieczenia

Utrzymujemy ochronę ubezpieczeniową naszych spółek i ich działalności od zasadniczo wszelkich ryzyk i z sumami ubezpieczenia na poziomie typowym dla spółek z sektora energetycznego działających w Polsce.

W Grupie nie obowiązuje obecnie jedna wspólna polityka odnośnie ubezpieczeń. W Grupie funkcjonuje natomiast Program Ubezpieczeniowy, jednolity pod względem katalogu produktów ubezpieczeniowych z wystandaryzowanym zakresem ochrony dla ryzyk nim objętych, zawierający zapisy indywidualne, rozszerzające zakres ochrony, wynegocjowane dla specyficznych potrzeb branży sektora elektroenergetycznego. Spółki wchodzące w skład Grupy samodzielnie decydują o przedmiocie i zakresie zawieranych przez siebie umów ubezpieczenia dostępnych w ramach Programu, a zastosowane w tych umowach rozwiązania odzwierciedlają indywidualne potrzeby tych spółek. Spółki dokonując wyboru kierują się specyfiką ryzyka i bazują na swoich doświadczeniach w zakresie potrzeb ubezpieczeniowych, w szczególności związanych z historią szkodową. Program ten realizowany jest i obsługiwany przy pomocy firm brokerskich.

Spółki z Grupy zobowiązane do stosowania Ustawy prawo zamówień publicznych w przypadku zamówień sektorowych dokonują zamówień usług ubezpieczeniowych stosując procedury tej Ustawy, a w przypadku braku konieczności stosowania Ustawy w oparciu o wewnętrzne regulaminy udzielania zamówień obowiązujące w tych spółkach.

Umowy ubezpieczenia zawierane są z wiodącymi firmami ubezpieczeniowymi takimi jak Powszechny Zakład Ubezpieczeń S.A., Towarzystwo Ubezpieczeń i Reasekuracji Warta S.A., Towarzystwo Ubezpieczeń i Reasekuracji Allianz Polska S.A. czy Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A., Generali TU S.A., AIG Europe Limited sp. z o.o. Oddział w Polsce, ACE European Group Limited sp. z o.o. Oddział w Polsce.

Co do zasady, nasze główne umowy ubezpieczeniowe dla najważniejszych ryzyk i o największych sumach ubezpieczenia zawierane są z towarzystwami ubezpieczeniowymi działającymi w formie konsorcjów ubezpieczeniowych, w skład których wchodzi dwóch lub więcej ubezpieczycieli. Kluczowe ubezpieczenia

zabezpieczające główne ryzyka spółek Grupy zostały zawarte w ramach umów generalnych na okres trzyletni (1 lipca 2011 roku-30 czerwca 2014 roku), z rocznymi okresami polisowymi.

Na dzień Prospektu posiadamy, w szczególności, następujące polisy ubezpieczeniowe: (i) odpowiedzialności cywilnej z tytułu prowadzonej działalności, posiadanego i użytkowanego mienia z włączeniem odpowiedzialności cywilnej za produkt / wykonaną usługę, w tym również m.in. odpowiedzialność cywilną z tytułu niedostarczenia energii, przerw w dostarczaniu lub dostarczeniu energii o niewłaściwych parametrach czy też szkód wyrządzonych w wyniku emisji, wycieku lub innej formy przedostania się do powietrza, wody lub gruntu substancji zanieczyszczających. Ochrona ubezpieczeniowa obejmuje także m.in. OC z tytułu posiadania, administrowania, utrzymywania tam, jazów, zbiorników wodnych lub innych budowli hydrologicznych, (ii) odpowiedzialności cywilno – prawnej członków władz spółek Grupy, (iii) w odniesieniu do istotnych spółek zależnych z obszaru wytwarzania, obszaru odnawialnych źródeł energii i obszaru dystrybucji skutków szkód w mieniu powstałych wskutek ognia i innych zdarzeń losowych, (iv) ryzyka szkód elektrycznych w maszynach i urządzeniach elektrycznych (dotyczy istotnych spółek zależnych z obszaru dystrybucji, obszaru odnawialnych źródeł energii i obszaru wytwarzania), (v) ryzyk uszkodzenia maszyn i urządzeń (dotyczy istotnych spółek zależnych z segmentu wytwarzania, w tym obszaru odnawialnych źródeł energii).

Na dzień Prospektu polisami ubezpieczeniowymi o najwyższych sumach ubezpieczenia są: (i) umowy ubezpieczenia mienia od ognia i innych zdarzeń losowych w obszarze dystrybucji, wytwarzania i obszarze odnawialnych źródeł energii, (ii) umowy ubezpieczenia maszyn i urządzeń od uszkodzeń w obszarze wytwarzania i obszarze odnawialnych źródeł energii, (iii) umowa ubezpieczenia OC spółek Grupy z sumą gwarancyjną ogólną na poziomie 100 mln PLN na jeden i wszystkie wypadki ubezpieczeniowe, (iv) umowy ubezpieczenia członków władz spółek Grupy z sumą gwarancyjną ogólną na poziomie 200 mln PLN na jeden i wszystkie wypadki ubezpieczeniowe.

Uważamy, że zakres naszej ochrony ubezpieczeniowej odpowiada praktyce stosowanej przez inne podmioty działające w branży energetycznej w Polsce.

Zatrudnienie

Na dzień Prospektu, zatrudniamy łącznie blisko 9,7 tys. pracowników i tworzymy jedną z największych grup kapitałowych w Polsce pod względem liczby zatrudnionych. Poniższa tabela przedstawia liczbę pracowników Grupy w podziale na poszczególne segmenty operacyjne według stanu na wskazane dni.

Segment działalności	Na dzień 30 września		Na dzień 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
Dystrybucja energii elektrycznej	6.525	6.939	6.954	7.337	7.977
Wytwarzanie	1.578	1.662	1.661	1.683	1.887
Sprzedaż	1.455	1.472	1.425	1.467	1.588
Usługi	645	683	681	589	347
Pozostałe	238	345	288	350	382
Razem	10.441	11.101	11.009	11.426	12.181

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia strukturę wiekową pracowników Grupy według stanu na wskazany dzień.

	Na dzień 30 września 2013
Poniżej 20 lat.....	0
20-29 lat	851
30-39lat	2.796
40- 49 lat	3.273
50-59 lat	3.181
powyżej 60 lat.....	340

	Na dzień 30 września 2013	
Razem	10.441	

Źródło: Spółka.

Poniższa tabela przedstawia liczbę pracowników zatrudnionych w Grupie na stanowiskach robotniczych i nierobotniczych według stanu na wskazane dni.

	Na dzień 30 września		Na dzień 31 grudnia		
	2013	2012	2012	2011	2010
Pracownicy na stanowiskach robotniczych	3.886	4.350	4.302	4.694	5.458
Pracownicy na stanowiskach nierobotniczych ..	6.555	6.751	6.707	6.732	6.723
Razem	10.441	11.101	11.009	11.426	12.181

Źródło: Spółka.

W okresie od początku 2010 roku do dnia 30 września 2013 roku wzrost zatrudnienia nastąpił jedynie w segmencie usług i wynikał głównie z przesunięcia funkcji administracyjnych, finansowo-księgowych oraz kadrowo-płacowych do ENERGA C UW zaliczanej do tego segmentu.

Spadek łącznej liczby naszych pracowników w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku wynikał głównie z uruchomionych w Grupie programów i zasad indywidualnych odejść oraz innych działań restrukturyzacyjnych. Programy oraz zasady indywidualnych odejść zostały wprowadzone w związku z obowiązującą umową społeczną z dnia 19 lipca 2007 roku dotyczącą zabezpieczenia praw i interesów pracowniczych w procesie konsolidacji i restrukturyzacji Grupy („Umowa Społeczna”), na mocy której pracownicy otrzymali między innymi gwarancję zatrudnienia do dnia 31 lipca 2017 roku.

Zgodnie z Umową Społeczną, obowiązującą w większości spółek Grupy, rozwiązanie stosunku pracy za porozumieniem stron, za wypłatą odszkodowania, jest możliwe wyłącznie na zasadach określonych w programie dobrowolnych odejść, uzgodnionym pomiędzy pracodawcami Grupy a związkami zawodowymi, będącymi stronami Umowy Społecznej. Powyższe nie wyłącza, w przypadku braku takiego uzgodnienia, tworzenia możliwości dobrowolnych odejść pracownikom poprzez jednostronne określanie przez pracodawców zasad indywidualnych odejść pracowników lub na warunkach indywidualnie uzgadnianych z zainteresowanymi pracownikami. W Grupie skorzystano ze wszystkich wymienionych wyżej możliwości przeprowadzania dobrowolnych odejść pracowników. Tam gdzie było to możliwe uzgadniano z organizacjami związkowymi programy dobrowolnych odejść, a w innych przypadkach wprowadzono zgodne z przepisami prawa zasady indywidualnych odejść pracowników lub zawierano indywidualne porozumienia. Wprowadzane zasady indywidualnych odejść nie są identyczne we wszystkich spółkach Grupy, a reguły obliczania świadczeń wypłacanych pracownikom w związku z rozwiązaniem stosunku pracy, są uzależnione m. in. od wysokości średniego wynagrodzenia u danego pracodawcy Grupy. W większości przypadków świadczenia związane z rozwiązaniem umowy mogą być wypłacane w częściach (ratach). Na dzień Prospektu w 18 spółkach Grupy (w tym we wszystkich Istotnych Spółkach) obowiązują porozumienia lub regulaminy, na podstawie których wprowadzono dobrowolne odejścia pracowników albo tworzy się taką możliwość w trybie indywidualnych porozumień. W 3 z tych spółek pracownicy korzystają obecnie z możliwości zgłaszania woli odejścia za wypłatą określonych świadczeń.

Z możliwości rozwiązania stosunku pracy w oparciu o obowiązujące zasady indywidualnych odejść, programy dobrowolnych odejść oraz indywidualne porozumienia w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku skorzystało łącznie około 2.300 pracowników (w pierwszym roku około 640, a w kolejnych latach ponad 1.600 pracowników), a łączne koszty poniesione przez nas na ten cel wyniosły w tym okresie około 381 mln PLN. W wyniku realizacji w tym okresie zasad indywidualnych odejść, programów dobrowolnych odejść oraz indywidualnych porozumień, łącznie w latach 2010-2017 planujemy uzyskać oszczędności kosztowe nie mniejsze niż 1.200 mln PLN, przy założeniu rocznego wzrostu kosztów pracowniczych w wysokości 4,5%.

Treść stosunków pracy w Grupie regulują zarówno bezwzględnie obowiązujące przepisy prawa, w tym w szczególności Kodeks Pracy, jak i ponadzakładowy układ zbiorowy pracy, zakładowe układy zbiorowe pracy oraz Regulaminy Pracy. Ponadto na treść indywidualnych stosunków pracy w Grupie, poza indywidualnymi umowami o pracę wpływają także umowy społeczne, w tym pakiety socjalne, które kształtują treść stosunku

pracy danego pracownika zatrudnionego przez danego pracodawcę z Grupy. Z uwagi na specyfikę naszej działalności, w poszczególnych spółkach z Grupy obowiązują odmienne regulacje, które kształtują treść stosunków pracy w tych podmiotach.

System wynagrodzeń

Nasz system wynagrodzeń oraz przyznawania świadczeń socjalnych jest zdecentralizowany i zróżnicowany. Regulują go oprócz Kodeksu Pracy, Ponadzakładowy Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego z dnia 13 maja 1993 roku, zakładowe układy zbiorowe pracy, regulaminy wynagrodzenia oraz umowy społeczne zawarte z organizacjami związków zawodowych. Ponośzone przez nas koszty świadczeń pracowniczych wyniosły 697,9 mln PLN w okresie 9 miesięcy zakończonym 30 września 2013 roku oraz, odpowiednio, 999,7 mln PLN, 1.097,0 mln PLN i 1.051,3 mln PLN w latach zakończonych 31 grudnia 2012, 2011 i 2010. Szersze informacje na temat kosztów świadczeń pracowniczych oraz świadczeń na rzecz pracowników zamieszczono w Notach 11.7 oraz 27 do Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku, wysokość rezerwy na świadczenia po okresie zatrudnienia wyniosła 458,9 mln PLN, na co składała się rezerwa długoterminowa w wysokości 443,8 mln PLN oraz rezerwa krótkoterminowa w wysokości 15,1 mln PLN. Na dzień 30 września 2013 roku wysokość rezerwy na świadczenia po okresie zatrudnienia wyniosła 410,0 mln PLN, na co składała się rezerwa długoterminowa w wysokości 394,5 mln PLN oraz rezerwa krótkoterminowa w wysokości 15,5 mln PLN.

Związki zawodowe i rady pracowników

Na dzień 30 września 2013 roku do związków zawodowych należało łącznie blisko 6,5 tysiąca naszych pracowników, a w Grupie działało 48 organizacji związkowych, w tym 17 organizacji zakładowych i 31 organizacji ponadzakładowych, działających w więcej niż jednym przedsiębiorstwie. Większość organizacji należy lub jest stowarzyszonych z następującymi trzema związkami zawodowymi i federacjami związków zawodowych, które mają prawo reprezentacji na poziomie krajowym: NSZZ Solidarność, Związek Zawodowy Inżynierów i Techników oraz Kolegium Związków Zawodowych. W szczególności w Istotnych Spółkach Zależnych działały związki zawodowe w liczbie: ENERGA-OPERATOR – 23 związki zawodowe, ENERGA-OBRÓT – 11 związków zawodowych, ENERGA Wytwarzanie – 11 związków zawodowych, ENERGA Elektrownie Ostrołęka – 3 związki zawodowe oraz ENERGA Kogeneracja – 3 związki zawodowe. Niektóre spośród wyżej wymienionych związków zawodowych są reprezentatywnymi organizacjami związkowymi w rozumieniu przepisów Kodeksu Pracy. Szacujemy, że do dnia Prospektu dane te nie uległy istotnym zmianom.

Ponadto w ENERGA Elektrownie Ostrołęka funkcjonuje, zgodnie z ustawą z dnia 7 kwietnia 2006 roku o informowaniu pracowników i przeprowadzaniu z nimi konsultacji (Dz.U. z 2006 roku, Nr 79, poz. 550, ze zm.), rada pracowników (rady wybierane są w przedsiębiorstwach zatrudniających 50 pracowników lub więcej). Radzie pracowników przysługuje prawo do informacji od pracodawcy o działalności i sytuacji ekonomicznej pracodawcy i przewidywanych w tym zakresie zmianach. Może ona również prowadzić konsultacje w zakresie warunków, struktury i przewidywanych zmian w zatrudnieniu oraz działań zmierzających do zachowania istniejącego stanu zatrudnienia, oraz działań mogących skutkować istotnymi zmianami w organizacji pracy lub podstawach zatrudnienia.

Układy zbiorowe pracy i umowy społeczne

Istotne znaczenie ma dla nas polityka dialogu społecznego. Obejmuje ona między innymi regulacje zakładowych układów zbiorowych pracy oraz coroczne negocjacje porozumień zbiorowych dotyczących określenia podwyżki płac.

W każdej z Istotnych Spółek Zależnych obowiązują zapisy Ponadzakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego oraz zakładowe układy zbiorowe pracy. Na mocy tych regulacji pracownicy ENERGA-OBRÓT, ENERGA-OPERATOR, ENERGA Kogeneracja, ENERGA Elektrownie Ostrołęka oraz ENERGA Wytwarzanie, oprócz uprawnień wynikających z bezwzględnie obowiązujących przepisów prawa pracy mają prawo do dodatkowych świadczeń pieniężnych takich jak między innymi dodatek za pracę w warunkach szkodliwych, dodatek za pełnienie domowego pogotowia energetycznego, ekwiwalent za deputat węglowy, dodatek za staż pracy, nagroda jubileuszowa oraz premia roczna.

W dniu 19 lipca 2007 roku, pomiędzy związkami zawodowymi a Grupą została zawarta Umowa Społeczna, która weszła w życie w dniu 1 sierpnia 2007 roku. Postanowienia zawarte w Umowie Społecznej dotyczą w szczególności naszych zobowiązań wobec pracowników z tytułu gwarancji zatrudnienia na okres 120 miesięcy od dnia jej wejścia w życie. Umowa Społeczna zawiera również inne postanowienia dotyczące ochrony praw i

interesów pracowników spółek z Grupy będących stronami umowy społecznej w związku z procesem konsolidacji i restrukturyzacji Grupy, w tym prawo wyboru jednego członka rady nadzorczej spółek z Grupy, z wyłączeniem Spółki oraz prawo wyboru jednego członka zarządu w określonych spółkach z Grupy.

Dodatkowo, w dniu 1 sierpnia 2007 roku, została zawarta odrębna umowa społeczna pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka a organizacjami związkowymi dotycząca zabezpieczenia praw jej pracowników w procesie konsolidacji i prywatyzacji sektora elektroenergetycznego. Zgodnie z umową, pracodawca zobowiązał się przez okres 10 lat od dnia podpisania umowy zapewnić gwarancje zatrudnienia i utrzymać na poszczególnych stanowiskach pracowników warunki pracy i płacy na poziomie nie mniej korzystnym od obowiązującego w dniu zawarcia umowy.

Odrębny pakiet socjalny został także zawarty z pracownikami ENERGA OPEC sp. z o.o. w dniu 27 listopada 2008 roku. Umowa ta obejmuje ochronę praw i interesów pracowników w związku z nabyciem udziałów w tej spółce przez Spółkę i ENERGA Elektrownie Ostrołęka i zapewnia, między innymi, gwarancję zatrudnienia przez okres sześciu lat.

Dialog społeczny, spory zbiorowe, strajki

Spory z organizacjami związkowymi mogą utrudnić nam prowadzenie bieżącej działalności, jak również spowodować przerwy w pracy naszych aktywów wytwórczych, zwiększenie m.in. kosztów wynagrodzeń, co w konsekwencji może mieć istotny niekorzystny wpływ na naszą działalność, wyniki, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.

Na dzień 30 września 2013 roku około 62% wszystkich pracowników było członkami 48 organizacji związkowych, zarówno zakładowych jak i ponadzakładowych. Niektóre związki zawodowe, które działają w Spółce są „reprezentatywnymi związkami zawodowymi” w rozumieniu Kodeksu Pracy. Pozycja związków zawodowych w sektorze energetycznym jest szczególnie silna w związku z liczbą osób zatrudnionych w sektorze energetycznym oraz to, że sektor energetycznym jest sektorem strategicznym dla gospodarki krajowej. Pomimo ciągłych starań zmierzających do tego, aby utrzymać dobre relacje z pracownikami i rozwiązywać wszelkie problemy na bieżąco, nie można wykluczyć, że dojdzie do sporu zbiorowego.

Na dzień Prospektu niektóre ze spółek Grupy, jako odrębni pracodawcy, są stroną sporów zbiorowych wszczętych przez związki zawodowe w dniu 23 stycznia 2013 roku a dotyczących podwyżki płac i toczącego się w Grupie procesu restrukturyzacji. Żądania związków zawodowych dotyczą utrzymania bieżącego poziomu zatrudnienia oraz gwarancji kontynuacji zatrudnienia i zabezpieczenia interesów pracowników nabytych w procesie restrukturyzacji jak również ustalenia wysokości podwyżek płac na rok 2013. Spór został zgłoszony u 8 pracodawców Grupy, z czego 5 pracodawców zakończyło spór podpisaniem porozumień zbiorowych. Ponadto, pracodawcy ENERGA-OPERATOR są stroną sporu zbiorowego wszczętego przez związki zawodowe w dniu 20 września 2013, w związku z przejściem pracowników 7 pracodawców ENERGA-OPERATOR do spółek celowych świadczących usługi związane z obsługą, eksploatacją, utrzymaniem i administrowaniem nieruchomościami nieenergetycznymi ENERGA-OPERATOR (zobacz „—Struktura organizacyjna— Dystrybucja energii elektrycznej—Działania restrukturyzacyjne”, powyżej). Spór dotyczy żądania przez związki zawodowe przyjęcia odpowiedzialności solidarnej z tytułu naruszeń Umowy Społecznej wobec pracowników objętych przejściem, w zakresie wykraczającym poza odpowiedzialność ciążącą na dotychczasowych pracodawcach w świetle przepisów Kodeksu Pracy oraz żądania przystąpienia spółek świadczących usługi Facility Management do Ponadzakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego i do Umowy Społecznej.

BHP

Zgodnie z postanowieniami Kodeksu Pracy i przepisów wykonawczych oraz aby ochronić życie i zdrowie pracowników, zapewniamy wstępne i okresowe szkolenia z zakresu bezpieczeństwa i higieny pracy, a także wymagamy przeprowadzenia obowiązkowych badań lekarskich przez naszych pracowników. Zatrudniamy także odpowiednio przeszkolony personel, któremu zapewniamy odpowiednie środki ochrony osobistej, w tym obuwie i odzież ochronną. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, posiadamy również własne służby BHP (a także Komisję Bezpieczeństwa i Higieny Pracy w spółkach, gdzie wymaga tego prawo), pełniące funkcje doradcze i kontrolne w zakresie BHP. Funkcjonują również społeczni inspektorzy pracy. Naszym pracownikom przysługuje prawo odmowy wykonywania prac niebezpiecznych.

W okresie 9 miesięcy zakończonych 30 września 2013 roku oraz w okresie objętym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym doszło w spółkach Grupy do sześciu wypadków śmiertelnych przy pracy.

Udział pracowników w kapitale Spółki

W wyniku procesu komercjalizacji ENERGA-OPERATOR oraz ENERGA Elektrownie Ostrołęka zakończonego w 2008 roku, Skarb Państwa przyznał pracownikom ENERGA-OPERATOR i ENERGA Elektrownie Ostrołęka po 15% akcji tych spółek. W 2009 roku rozpoczęliśmy proces zamiany akcji ENERGA-OPERATOR i ENERGA Elektrownie Ostrołęka na akcje Spółki zgodnie z Ustawą o Zamianie Akcji Pracowniczych i Rozporządzeniem w Sprawie Zamiany. Proces ten zakończył się w dniu 13 sierpnia 2010 roku.

Do zamiany akcji uprawnionych było łącznie 15.098 osób, którym przysługiwało łącznie 726.841.669 akcji Spółki o wartości nominalnej 1 PLN każda (dotyczy stanu przed Scaleniem Akcji). Umowy zamiany akcji realizowane były od dnia 21 września 2009 roku. Według stanu na dzień 30 września 2013 roku na zamianę akcji ENERGA-OPERATOR i ENERGA Elektrownie Ostrołęka na akcje Spółki zdecydowały się 13.643 osoby, które objęły łącznie 668.408.326 akcji Spółki (dotyczy stanu przed Scaleniem Akcji). Pomimo formalnego zakończenia procesu konwersji nadal mogą pojawić się przypadki dokonywania zamiany akcji ze spadkobiercami osób uprawnionych, którzy złożyli przed dniem 13 sierpnia 2010 roku wnioski do sądu o stwierdzenie nabycia spadku.

Postępowania prawne i administracyjne

W ramach zwykłej działalności jesteśmy uczestnikami wielu postępowań sądowych, które mają w większości przypadków charakter typowy i powtarzalny i które, indywidualnie, nie mają istotnego znaczenia dla Grupy, jej sytuacji finansowej i działalności. Postępowania, które indywidualnie mogą lub mogły mieć wpływ na naszą sytuację finansową lub działalność w okresie 12 miesięcy poprzedzających dzień Prospektu, zostały opisane poniżej, a ich sumaryczna wartość wynosi około 250 mln PLN.

Na dzień 30 listopada 2013 roku byliśmy stroną 3.855 postępowań sądowych. Występowaliśmy jako powód w 2.343 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wynosiła około 112,4 mln PLN. Jako pozwany występowaliśmy w 1.510 sprawach, których łączna wartość przedmiotu sporu wynosiła około 363,3 mln PLN.

Typowe postępowania sądowe prowadzone z udziałem spółek z Grupy obejmują głównie postępowania dotyczące płatności za energię elektryczną lub inne produkty lub usługi. Ponadto, przedmiotem istotnej części postępowań sądowych, których jesteśmy stroną, są roszczenia o wynagrodzenie z tytułu bezumownego korzystania z cudzych nieruchomości gruntowych, zajętych pod urządzenia elektroenergetyczne oraz roszczenia z tytułu ustanowienia służebności przesyłu za wynagrodzeniem. W wyniku zmian regulacyjnych, które stworzyły warunki do uporządkowania stanu prawnego w tym obszarze, w latach 2009-2012, właściciele oraz użytkownicy wieczystości nieruchomości, zabudowanych urządzeniami składającymi się na infrastrukturę elektroenergetyczną, wystąpili przeciwko ENERGA-OPERATOR z roszczeniami sądowymi o zapłatę wynagrodzeń z tytułu korzystania z tych nieruchomości bez tytułu prawnego, jak również o ustanowienie służebności przesyłu za wynagrodzeniem.

Na dzień 30 listopada 2013 roku łączna kwota roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych na cudzych nieruchomościach bez tytułu prawnego zasądzonych prawomocnym wyrokiem wyniosła 6,6 mln PLN w 1.109 sprawach, zaś wartość przedmiotu sporu 1.917 spraw sądowych w toku 270,4 mln PLN. Na podstawie dostępnych danych dotyczących wartości obecnie prowadzonych postępowań, przyjmujemy, że wartość realnie przypadającą do wypłaty w wyniku rozstrzygnięcia powyższych sporów może sięgać 77,8 mln PLN, z zastrzeżeniem zmiany w przypadku wytoczenia przeciwko ENERGA-OPERATOR nowych postępowań dotyczących urządzeń elektroenergetycznych posadowionych na innych gruntach bez tytułu prawnego.

W ramach prowadzonej działalności jesteśmy również stronami postępowań administracyjnych, w tym m.in., postępowań przed Prezesem UOKiK i postępowań przed Prezesem URE w sprawach z zakresu Prawa Energetycznego, w tym dotyczących realizowania obowiązków nałożonych na spółki z Grupy na podstawie Prawa Energetycznego, oraz wymierzania kar pieniężnych, jak również postępowań dotyczących uzyskania decyzji administracyjnych, w tym zgód i pozwoleń wymaganych podczas prowadzenia przez Grupę działalności.

Postępowania, które indywidualnie mogą lub mogły mieć wpływ na naszą sytuację finansową lub działalność w okresie 12 miesięcy poprzedzających dzień Prospektu, zostały opisane poniżej, a także w Sprawozdaniach Finansowych. Poza postępowaniami, o których mowa poniżej oraz w Sprawozdaniach Finansowych, przez okres ostatnich 12 miesięcy spółki z Grupy nie były stroną ani uczestnikiem żadnego istotnego postępowania administracyjnego, sądowego ani arbitrażowego, które ma lub mogło wywrzeć istotny wpływ na naszą sytuację finansową lub działalność.

Postępowania sądowe z powództwa PSE Operator przeciwko ENERGA-OPERATOR oraz z powództwa ENERGA-OPERATOR przeciwko PKN ORLEN

W lipcu 2003 roku, PSE S.A. (wówczas, PSE Operator S.A.) wniosła powództwo przeciwko ENERGA-OPERATOR (wówczas, Zakład Energetyczny Płock S.A.) o zapłatę kwoty 62,5 mln PLN tytułem zapłaty za usługi przesyłowe. W odpowiedzi na pozew, ENERGA-OPERATOR przypozała do procesu spółkę PKN ORLEN S.A. („**PKN ORLEN**”). W dniu 30 czerwca 2004 roku, ENERGA-OPERATOR skierowała przeciwko PKN ORLEN do Sądu Okręgowego w Warszawie pozew o zapłatę kwoty 46,2 mln PLN, tytułem opłaty systemowej.

W dniu 25 czerwca 2008 roku sąd oddalił powództwo ENERGA-OPERATOR przeciwko PKN-ORLEN. W wyniku wniesienia przez ENERGA-OPERATOR apelacji, Sąd Apelacyjny w Warszawie wyrokiem z dnia 10 września 2009 roku zmienił zaskarżony wyrok w ten sposób, że zasądził na rzecz ENERGA-OPERATOR kwotę 46,2 mln PLN z ustawowymi odsetkami oraz zwrot kosztów procesu. PKN-ORLEN uiszczył na rzecz ENERGA-OPERATOR zasądzoną kwotę. Od tego wyroku PKN ORLEN wniósł skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego. W dniu 28 stycznia 2011 roku, Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego i przekazał temu sądowi sprawę do ponownego rozpoznania. Po ponownym rozpoznaniu sprawy, wyrokiem z dnia 4 sierpnia 2011 roku, Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Okręgowego oddalający powództwo ENERGA-OPERATOR i przekazał mu sprawę do ponownego rozpoznania. Na dzień Prospektu sprawa toczy się przed Sądem Okręgowym.

W związku z wezwaniem do zapłaty skierowanym przez PKN ORLEN do ENERGA-OPERATOR w dniu 25 sierpnia 2011 roku, ENERGA-OPERATOR zapłaciła PKN ORLEN kwotę 46,2 mln PLN z ustawowymi odsetkami. Wezwanie PKN ORLEN odnosiło się do wyroku Sądu Najwyższego z dnia 28 stycznia 2011 roku, na mocy którego uchylony został uprawomocniony i niepodlegający zaskarżeniu wyrok Sądu Apelacyjnego z dnia 10 września 2009 roku, w związku z czym zniknęła podstawa do dokonania zapłaty przez PKN ORLEN kwoty przyznanej wyrokiem Sądu Apelacyjnego i zapłaty kosztów, które zostały uznane za nienależne świadczenie aż do ostatecznego zamknięcia sprawy.

W sprawie z powództwa PSE Operator przeciwko ENERGA-OPERATOR w dniu 25 marca 2008 roku Sąd Okręgowy w Warszawie zasądził od ENERGA-OPERATOR na rzecz PSE Operator kwotę 62,5 mln PLN wraz z należnymi odsetkami. ENERGA-OPERATOR wniosła od przedmiotowego wyroku apelację, która wyrokiem z dnia 19 marca 2009 roku została przez Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalona. Na skutek skargi kasacyjnej od tego wyroku wniesionej przez ENERGA-OPERATOR w dniu 30 lipca 2009 roku, Sąd Najwyższy wyrokiem z dnia 26 marca 2010 roku uchylił zaskarżone orzeczenie Sądu Apelacyjnego i przekazał mu sprawę do ponownego rozpoznania. W dniu 21 września 2011 roku, Sąd Apelacyjny po ponownym rozpatrzeniu sprawy z uwzględnieniem wytycznych Sądu Najwyższego zmienił wyrok Sądu Okręgowego z dnia 25 marca 2008 roku i oddalił w całości powództwo PSE Operator, zasądzając od PSE Operator na rzecz ENERGA-OPERATOR kwotę 123,0 mln PLN tytułem zwrotu świadczenia spełnionego przez ENERGA-OPERATOR na podstawie wyroku z dnia 25 marca 2008 roku. Wyrok został zaskarżony skargami kasacyjnymi przez obie strony. W dniu 11 stycznia 2013 roku Sąd Najwyższy: (i) oddalił skargę spółki ENERGA-OPERATOR, (ii) uwzględnił skargę PSE Operator i uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego z dnia 21 września 2011 roku, przekazując temu sądowi sprawę do ponownego rozpoznania. Sąd Apelacyjny na zgodny wniosek stron zawiesił postępowanie w sprawie. Strony, biorąc pod uwagę dotychczasowy przebieg sporu i czas jego trwania oraz odległe perspektywy zakończenia postanowiły podjąć negocjacje w zakresie ugodowego zakończenia procesu. W wyniku przystąpienia do negocjacji PSE S.A. wspólnie z ENERGA-OPERATOR wystąpiły do Sądu o zawieszenie postępowania do czasu zakończenia negocjacji związanych z ewentualną ugodą. W dniu 2 sierpnia 2013 roku podpisane zostało „Porozumienie w sprawie warunków ugody z PSE S.A.”, zgodnie z którym w dniu 9 sierpnia 2013 roku ENERGA-OPERATOR zapłaciła na rzecz PSE kwotę 95,5 mln PLN (należność główna w wysokości 62,5 mln PLN oraz odsetki ustawowe w wysokości 33,0 mln PLN). W związku z zawartym porozumieniem ENERGA-OPERATOR i PSE wystąpiły do Sądu o podjęcie zawieszzonego postępowania. Postanowieniem z dnia 17 września 2013 roku Sąd orzekł o podjęciu zawieszzonego postępowania w sprawie. Termin rozprawy w sprawie z powództwa PSE przeciwko ENERGA-OPERATOR SA został pierwotnie wyznaczony na dzień 9 grudnia 2013 roku, a następnie zmieniony na dzień 4 lutego 2014 roku.

Postępowanie z powództwa Kronospan przeciwko ENERGA-OBROT o zwrot nienależnego świadczenia w kwocie 34,2 mln PLN

W pozwie wniesionym 25 czerwca 2009 roku Kronospan Szczecinek sp. z o.o. („Kronospan”) wniósł o zasądzenie od ENERGA-OBROT kwoty 34,2 mln PLN wraz z ustawowymi odsetkami tytułem zwrotu nienależnego świadczenia kwestionując ważność czynności ENERGA-OBROT, dokonanych po 2007 roku, w oparciu o które wprowadzono zamiany cen i stawek opłat za energię elektryczną. Wyrokiem zaocznym z dnia 1

września 2009 roku, Sąd Okręgowy w Gdańsku zasądził od ENERGA-OBRÓT na rzecz Kronospanu kwotę 34,2 mln PLN wraz z ustawowymi odsetkami. ENERGA-OBRÓT wniosła sprzeciw od przedmiotowego wyroku. W dniu 19 czerwca 2012 roku, Sąd Okręgowy w Gdańsku wydał wyrok uchylający wyrok zaoczny z dnia 1 września 2009 roku i oddalił powództwo Kronospanu zasądzając na rzecz ENERGA-OBRÓT koszty sądowe. W dniu 27 sierpnia 2012 roku, Kronospan złożył apelację od przedmiotowego wyroku. W dniu 29 stycznia 2013 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku oddalił apelację w sprawie z powództwa Kronospan. Kronospan złożył skargę kasacyjną od wyroku, która nie została rozpoznana do dnia Prospektu. ENERGA Obrót S.A. w dniu 1 lipca 2013 roku złożyła odpowiedź na skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego w Warszawie.

Postępowanie z powództwa ERGO ENERGY sp. z o.o. przeciwko ENERGA-OBRÓT i powództwa wzajemnego ENERGA-OBRÓT przeciwko ERGO ENERGY sp. z o.o.

W dniu 12 listopada 2012 roku ERGO ENERGY sp. z o.o. („ERGO ENERGY”) wniosła pozew przeciwko ENERGA-OBRÓT żądając m. in. zakazu rozpowszechniania przez ENERGA-OBRÓT informacji, jakoby ERGO ENERGY w sposób nierzetelny wykonywała swoje obowiązki wynikające z umowy sprzedaży energii elektrycznej do obiektu Galeria Mokotów w Warszawie oraz zasądzenia od ENERGA-OBRÓT 0,2 mln PLN tytułem odszkodowania za szkody wynikające z utraty przez ERGO ENERGY możliwości zawarcia kontraktu na sprzedaż energii elektrycznej z innymi podmiotami zajmującymi się dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej spowodowanej rozpowszechnianiem nieprawdziwych informacji, co do rzetelności działań ERGO ENERGY w relacjach kontraktowych z ENERGA-OBRÓT. W odpowiedzi, ENERGA-OBRÓT wniosła przeciwko ERGO ENERGY pozew wzajemny o zapłatę z tytułu sprzedaży energii elektrycznej do obiektu Galeria Mokotów w Warszawie. Z uwagi na brak zapłaty ceny sprzedaży, powyższa umowa została rozwiązana przez ENERGA-OBRÓT w trybie natychmiastowym. ENERGA-OBRÓT kwestionuje roszczenie ERGO ENERGY w całości i dochodzi w ramach powództwa wzajemnego pełnego roszczenia wynikającego z umowy, w wysokości 13,0 mln PLN. W dniu 28 stycznia 2013 ERGO ENERGY rozszerzyła powództwo o kwotę 1,5 mln PLN (do łącznej kwoty 1,7 mln PLN) tytułem odszkodowania za utracone korzyści. Postanowieniem z dnia 8 lutego 2013 Sąd Okręgowy w Gdańsku skierował strony do mediacji, ENERGA-OBRÓT nie wyraziła zgody na mediację. Na dzień 23 września 2013 roku Sąd Okręgowy w Gdańsku wyznaczył termin pierwszego posiedzenia w sprawie. W dniu 18 września 2013 roku Sąd Okręgowy w Gdańsku odwołał rozprawę w związku z pismem ERGO ENERGY, w którego treści znajdował się wniosek o skierowanie sprawy do kolejnej mediacji. W dniu 23 września 2013 ENERGA OBRÓT odmówiła zgody na mediację. Rozprawa została wyznaczona na dzień 14 lutego 2014 roku.

Wniosek o zawezwanie Spółki do próby ugodowej

W 2012 roku Konrad Węglewski prowadzący działalność gospodarczą pod firmą Czarny Tulipan Konrad Węglewski złożył wobec 14 spółek z Grupy wnioski o zawezwanie do próby ugodowej w sprawach o zapłatę w związku z roszczeniami dotyczącymi naruszenia majątkowych praw autorskich i praw zależnych. Wnioski zostały skierowane wobec następujących spółek: (i) ENERGA – wartość przedmiotu sporu 50 mln PLN, (ii) ENERGA-OPERATOR - wartość przedmiotu sporu 50 mln PLN, (iii) Zakład Budownictwa Energetycznego Koszalin sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (iv) Przedsiębiorstwo Budownictwa Energetycznego ENBUD Słupsk sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (v) Zakład Transport Energetyki sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (vi) Zakład Transport Energetyki ENTRANS sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (vii) Multiserwis sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (viii) ZEP-MOT sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (ix) ENERGA Operator Eksploatacje i Inwestycje Płock sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (x) ENBUD sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (xi) Zakład Energetyczny Płock – Centrum Handlowe sp. z o.o. – wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (xii) Międzynarodowe Centrum Szkolenia Energetyki sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, (xiii) Zakład Energetyczny Płock – Centrum Wykonawstwa Specjalistycznego sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN, oraz (xiv) Kongres sp. z o.o. - wartość przedmiotu sporu 1 mln PLN.

Żadna z powyższych spółek nie uznała roszczenia i nie zawarła ugody. Do dnia sporządzania Prospektu nie wpłynął żaden pozew oparty na roszczeniach zgłoszonych w ramach zawezwań do próby ugodowej.

Postępowanie z wniosku Krupy Wind Invest sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie przeciwko ENERGA – OBRÓT

Spór jest wynikiem częściowego wypowiedzenia przez ENERGA - OBRÓT umowy zakupu energii elektrycznej i praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE. Zgodnie z decyzją Sądu Okręgowego w Gdańsku ENERGA-OBRÓT realizuje całość pierwotnej umowy zakupu energii elektrycznej i praw majątkowych do czasu rozstrzygnięcia sporu, czy częściowe wypowiedzenie umowy przez ENERGA-OBRÓT jest wiążące. W przypadku wygranej, ENERGA-OBRÓT zrealizuje zakup energii elektrycznej i praw majątkowych w mniejszym zakresie lub na korzystniejszych zasadach. Potencjalna różnica w

wartości rozliczeń między stronami w okresie 15 lat to 42,9 mln PLN. ENERGA-OBRÓT wniosła w dniu 17 lipca 2013 roku zażalenie na decyzję Sądu i jednocześnie wnioskowała o ustanowienie zabezpieczenia w formie kaucji wpłaconej przez Krupy Wind Invest sp. z o.o. Krupy Wind Invest sp. z o.o. wniosła pozew przeciwko ENERGA-OBRÓT w wyznaczonym dwutygodniowym terminie. W dniu 30 września 2013 roku została złożona odpowiedź na pozew. W dniu 26 listopada 2013 roku Sąd Apelacyjny w Gdańsku oddalił zażalenie na ustanowione zabezpieczenie. Pierwsza rozprawa została wyznaczona na dzień 17 stycznia 2014 roku.

Postępowanie z wniosku Boryszewo Wind Invest sp. z o. o. z siedzibą w Warszawie przeciwko ENERGA-OBRÓT

Spór jest wynikiem częściowego wypowiedzenia przez ENERGA - OBRÓT umowy zakupu energii elektrycznej i praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE. Zgodnie z decyzją Sądu Okręgowego w Gdańsku ENERGA-OBRÓT realizuje całość pierwotnej umowy zakupu energii elektrycznej i praw majątkowych do czasu rozstrzygnięcia sporu, czy częściowe wypowiedzenie umowy przez ENERGA-OBRÓT jest wiążące. W przypadku wygranej, ENERGA-OBRÓT zrealizuje zakup energii elektrycznej i praw majątkowych w mniejszym zakresie lub na korzystniejszych zasadach. Potencjalna różnica w wartości rozliczeń między stronami w okresie 15 lat to 104,8 mln PLN. ENERGA-OBRÓT wniosła w dniu 17 lipca 2013 roku zażalenie na decyzję Sądu i jednocześnie wnioskowała o ustanowienie zabezpieczenia w formie kaucji wpłaconej przez Boryszewo Wind Invest sp. z o.o. Boryszewo Wind Invest sp. z o.o. wniosła pozew przeciwko ENERGA-OBRÓT w wyznaczonym dwutygodniowym terminie. W dniu 9 października 2013 roku została złożona odpowiedź na pozew. W dniu 29 października 2013 roku Sąd Apelacyjny zmienił wcześniejsze postanowienie Sądu Okręgowego, uchylając je w całości, oddalając jednocześnie wniosek o udzielenie zabezpieczenia Boryszewo Wind Invest sp. z o.o. Pierwsza rozprawa została wyznaczona na dzień 11 marca 2014 roku.

Postępowania dotyczące zwrotu nadpłaconej akcyzy

W dniu 13 lutego 2009 roku ENERGA Elektrownie Ostrołęka złożyła do właściwego urzędu celnego korekty deklaracji dotyczących podatku akcyzowego wraz z wnioskiem o zwrot podatku akcyzowego zapłaconego w okresie od dnia 1 stycznia 2006 roku do dnia 31 grudnia 2008 roku. Wniosek opiera się na zarzucie niezgodności polskich przepisów akcyzowych dotyczących opodatkowania energii elektrycznej, obowiązujących przed dniem 1 marca 2009 roku, z przepisami Unii Europejskiej, co potwierdził wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z dnia 12 lutego 2009 roku (C-475/07). W przedmiotowym wniosku ENERGA Elektrownie Ostrołęka wystąpiła o zwrot nadpłaty w podatku akcyzowym w kwocie około 166,9 mln PLN bez odsetek. W dniu 5 lutego 2010 roku została wydana decyzja odmawiająca stwierdzenia nadpłaty w podatku akcyzowym. W dniu 21 marca 2011 roku ENERGA Elektrownie Ostrołęka złożyła wniosek o stwierdzenie nieważności tej decyzji. Na dzień Prospektu postępowanie jest w toku.

Postępowanie dotyczące upadłości Fuhrländer AG (FAG) – roszczenie o karę umowną z tytułu nienależytego wykonania zobowiązania przez FAG - Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o.), której większościami jest ENERGA Wytwarzanie

Dnia 31 lipca 2013 roku ENERGA Wytwarzanie nabyła 67,3% udziałów spółki Iberdrola Renewables Polska sp. z o.o. (obecnie: EPW Energia sp. z o.o., dalej „EPW Energia”) i tym samym stała się jej większościami wspólnikiem.

W ocenie EPW Energia, umowa dostawy siłowni wiatrowych, zawarta z FAG w dniu 15 września 2006 roku, nie została należycie wykonana przez FAG, w szczególności nie został dotrzymany gwarantowany i zabezpieczony karą umowną parametr techniczny siłowni – krzywa mocy. Wykonano dwa pomiary rzeczywistej krzywej mocy i porównano wyniki do wartości gwarantowanej. Przeliczenie wyników drugiego pomiaru przez określoną w umowie stawkę kary umownej wskazuje, że EPW Energia przysługuje roszczenie o zapłatę kary umownej w wysokości co najmniej 26,8 mln PLN.

Dnia 20 września 2012 roku ówczesny Zarząd FAG złożył wniosek o ogłoszenie upadłości. Dnia 26 września 2012 roku ustanowiono tymczasowego zarządcę masy upadłości, a dnia 11 grudnia 2012 roku zostało wszczęte postępowanie upadłościowe FAG przy zarządzie własnym. Termin do zgłaszania wierzytelności w postępowaniu upadłościowym ustalono na dzień 12 stycznia 2013 roku (zgodnie z uzyskaną opinią jest to termin instrukcyjny, który nie uniemożliwia zgłaszania wierzytelności w okresie późniejszym). W dniu 4 lutego 2013 roku wierzyciele FAG ustalili, że należy ustanowić syndyka, bez zarządu własnego FAG. W dniu 27 lutego 2013 roku syndyk masy upadłości złożył raport o stanie majątku FAG, w którym stwierdzono, że dostępne aktywa nie wystarczały na pokrycie zobowiązań już wymagalnych i mających się stać wymagalnymi w przyszłości.

Syndyk masy upadłości FAG zakwestionował zasadność roszczeń oraz zgłoszenia wierzytelności przez EPW Energia względem upadłego w okresie od 11 stycznia 2013 roku do 13 września 2013 roku. Ponadto, w ocenie syndyka masy upadłości roszczenie o zapłatę kary umownej wygasło w dniu 31 sierpnia 2012 roku. Wobec tego stanowiska, rozważana jest możliwość wniesienia przez EPW Energia do właściwego sądu powództwa o ustalenie istnienia roszczenia EPW Energia o zapłatę kary umownej. Do dnia Prospektu powództwo nie zostało złożone.

Postępowanie z powództwa FORTA sp. z o.o.

W dniu 3 września 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło m.in. uchwałę nr 23 w sprawie obniżenia kapitału zakładowego Spółki („**Uchwała o Obniżeniu**”) oraz uchwałę nr 24 w sprawie określenia serii akcji Spółki i dokonania zmiany Statutu Spółki („**Uchwała o Uprzywilejowaniu**”). Na mocy Uchwały o Obniżeniu kapitał zakładowy Spółki został obniżony do kwoty 4.521.612.884,88 PLN, tj. o kwotę 447.192.483,12 PLN, w drodze zmniejszenia wartości nominalnej każdej Akcji. Na mocy Uchwały o Uprzywilejowaniu wprowadzono do Statutu uprzywilejowanie akcji serii BB co do głosu. W dniu 16 października 2013 roku doręczony został Spółce pozew akcjonariusza FORTA sp. z o.o. (i) o uchylenie Uchwały o Obniżeniu, jako podjętej z naruszeniem dobrych obyczajów oraz godzącej w interesy Spółki oraz mającej na celu pokrzywdzenie akcjonariusza – spółki FORTA sp. z o.o. oraz (ii) o stwierdzenie nieważności Uchwały o Uprzywilejowaniu, alternatywnie uchylenie tej uchwały jako podjętej z naruszeniem dobrych obyczajów oraz godzącej w interesy Spółki oraz mającej na celu pokrzywdzenie akcjonariusza – spółki FORTA sp. z o.o. W odpowiedzi na pozew Spółka wniosła o oddalenie powództwa w całości, wykazując brak jakichkolwiek podstaw do uchylenia zaskarżonych uchwał Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki lub stwierdzenia nieważności Uchwały o Uprzywilejowaniu. W dniu 28 listopada 2013 roku Spółce został doręczony odpis pisma procesowego spółki FORTA sp. z o.o. zawierającego oświadczenie spółki FORTA sp. z o.o. o cofnięciu pozwu w części dotyczącej żądania uchylenia Uchwały o Obniżeniu. W ocenie Spółki powód FORTA sp. z o.o. skutecznie cofnął powództwo o uchyleniu Uchwały o Obniżeniu, w związku z czym sąd będzie rozpatrywał wyłącznie powództwo o stwierdzenie nieważności, alternatywnie o uchyleniu Uchwały o Uprzywilejowaniu. Termin rozprawy w tej sprawie został wyznaczony na dzień 12 marca 2014 roku.

Środki trwałe

Istotne środki trwałe Grupy obejmują przede wszystkim wykorzystywany przez nas majątek dystrybucyjny oraz aktywa wytwórcze, które zostały opisane w punktach „—Dystrybucja energii elektrycznej” oraz „—Segment wytwarzania”, powyżej. Do istotnych środków trwałych zaliczamy także niektóre posiadane przez nas nieruchomości.

Opis istotnych środków trwałych, które planujemy pozyskać został zamieszczony w punkcie „—Program inwestycyjny” powyżej. Na dzień Prospektu nie zamierzamy pozyskiwać innych istotnych środków trwałych niż aktywa nabywane lub wybudowane w ramach realizacji programu inwestycyjnego opisanego w powyższym punkcie.

Poniższa tabela przedstawia wartość księgową aktywów stanowiących zabezpieczenie spłaty naszych zobowiązań lub zobowiązań warunkowych według stanu wskazany dzień.

	30 września		31 grudnia	
	2013*	2012**	2011**	2010**
Grupa aktywów na których dokonano zabezpieczenia	<i>(mln PLN)</i>			
Rzeczowe aktywa trwałe	50,9	78,4	92,8	117,8
Należności	-	0,3	3,8	20,7
Zapasy	2,4	25,3	32,0	42,7
Środki pieniężne	154,9	130,4	195,3	202,4
Razem wartość aktywów stanowiących zabezpieczenie spłaty zobowiązań.....	208,2	234,5	324,0	383,6

Źródło: * Spółka (niezbadane), **Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe.

Nieruchomości

Na dzień Prospektu korzystamy z bardzo dużej liczby nieruchomości, które posiadamy w oparciu o przysługujące nam prawa rzeczowe do nieruchomości (przede wszystkim prawo własności i prawo użytkowania wieczystego) oraz ograniczone prawa rzeczowe w szczególności służebności przesyłu lub zawarte umowy cywilnoprawne (głównie umowy najmu i dzierżawy).

Nasze trzy główne segmenty działalności (tj. dystrybucja energii elektrycznej, wytwarzanie i sprzedaż) korzystają z nieruchomości o łącznej powierzchni około 73 tys. ha, z czego istotne nieruchomości stanowią około 23,7% łącznej powierzchni nieruchomości, z których korzystamy.

Za istotne uznajemy część nieruchomości wykorzystywanych przez nas w działalności dystrybucyjnej oraz wytwórczej. Istotnymi nieruchomościami wykorzystywanymi w działalności dystrybucyjnej są nieruchomości zabudowane stacjami wysokiego napięcia, a istotnymi nieruchomościami wykorzystywanymi w działalności wytwórczej są nieruchomości, na których znajdują się istotne składniki majątkowe związane z tą działalnością, w tym w szczególności budynki elektrowni oraz aktywa wytwórcze.

W większości przypadków nieruchomości, z których korzystamy w toku naszej działalności, nie mają uregulowanego tytułu prawnego lub ich stan prawny jest niejasny (co oznacza, iż nie można ustalić właściciela nieruchomości lub postępowanie w przedmiocie tytułu prawnego do nieruchomości jest w toku), lub też korzystamy z nich bez tytułu prawnego. Według naszych szacunków, na dzień 30 września 2013 roku, nieruchomości te stanowiły około 66,8% łącznej powierzchni wszystkich nieruchomości, z których korzystamy. (Zobacz „Czynniki ryzyka—Czynniki ryzyka związane z naszą działalnością—Spółki należące do Grupy korzystają z większości nieruchomości bez tytułu prawnego, mogą nie posiadać odpowiedniego tytułu prawnego do nieruchomości, a do części nieruchomości ich tytuł prawny może być podważany lub utracony”).

Niepewny lub nieuregulowany stan prawny wykorzystywanych przez nas nieruchomości jest związany ze sposobem pozyskiwania gruntów pod rozbudowę sieci energetycznych przed rozpoczęciem transformacji ustrojowej w Polsce w latach 90-tych XX wieku. W okresie po II wojnie światowej obiekty energetyczne, w tym w szczególności elementy sieci elektroenergetycznych i ciepłowniczych, były często wznoszone na cudzych nieruchomościach bez uzyskania odpowiedniego tytułu prawnego od właścicieli gruntów i bez zapłaty wynagrodzenia za korzystanie z cudzego gruntu. W szczególności, przedsiębiorstwa energetyczne miały prawo instalować swoje urządzenia na cudzych nieruchomościach na podstawie pozwoleń na budowę, przy czym wykazanie tytułu prawnego do gruntu nie było konieczne dla uzyskania pozwolenia na budowę. Na dzień Prospektu do najistotniejszych wykorzystywanych przez nas nieruchomości o niepewnym lub nieuregulowanym stanie prawnym należą nieruchomości, na których posadowione są stacje wysokiego napięcia („Stacje WN”): Stacja WN Włocławek Wschód, Stacja WN Drwęca, Stacja WN Żydowo, Stacja WN Barłogi oraz Stacja WN Łysomice.

Działania podejmowane przez nas w celu uregulowania stanu prawnego nieruchomości zabudowanych urządzeniami elektroenergetycznymi wykorzystywanych bez tytułu prawnego uwarunkowane są charakterystyką danej nieruchomości. W szczególności, nasze działania zależą od rodzaju urządzeń znajdujących się na danej nieruchomości, wysokości odszkodowania żądanego przez właściciela nieruchomości oraz podstawy prawnej takiego roszczenia. Co do zasady podejmujemy takie działania po wystąpieniu właściciela nieruchomości z odpowiednim roszczeniem, w niektórych przypadkach podejmujemy również działania z własnej inicjatywy. Jeżeli z analizy przeprowadzonej po otrzymaniu roszczenia wynika, że roszczenie jest zasadne, w tym także, że brak jest podstaw do zasiedzenia służebności, podejmujemy negocjacje z wnioskodawcą, których celem jest ugodowe rozwiązanie sporu. Dla potrzeb ugodowego rozwiązania sporu dokonujemy własnej wyceny wysokości wynagrodzenia z tytułu ustanowienia służebności przesyłu lub służebności gruntowej, wynagrodzenia za bezumowne korzystanie z nieruchomości bądź innych form rozwiązania sporu. Jeżeli okoliczności sprawy tego wymagają, wysokość wynagrodzenia ustalamy na podstawie opinii uprawnionego rzeczoznawcy majątkowego dokonanej w formie operatu szacunkowego.

Jeżeli w toku negocjacji nie osiągniemy porozumienia co do uregulowania stanu prawnego nieruchomości zabudowanych urządzeniami elektroenergetycznymi, a wnioskodawca skieruje sprawę na drogę postępowania sądowego, jesteśmy stroną postępowania sądowego w zakresie niezbędnym do zakończenia sprawy. Na dzień 30 września 2013 roku, prawomocnym wyrokiem zakończonych zostało 1.049 postępowań sądowych w sprawie roszczeń o posadowienie urządzeń elektroenergetycznych bez tytułu prawnego na nieruchomościach niebędących własnością Spółki lub spółek z Grupy, a pozostałych 1.859 postępowań sądowych w tej samej sprawie było w toku. Łączna kwota zasądzona do dnia 30 września 2013 roku w tych postępowaniach wyniosła 6,2 mln PLN, a wartość przedmiotu sporu w postępowaniach sądowych w toku wyniosła 213,9 mln PLN.

Część z należących do nas nieruchomości, które nie są wykorzystywane na cele związane z prowadzoną działalnością operacyjną jest przez nas zbywana w ramach realizacji polityki zbywania nieruchomości pozbawionych gospodarczego znaczenia dla spółek z Grupy.

Segment dystrybucji

Segment dystrybucji wykorzystuje nieruchomości o łącznej powierzchni wynoszącej około 56 tys. ha, co obejmuje również nieruchomości, w stosunku, do których nie posiadamy prawa do dysponowania gruntem na podstawie służebności przesyłu (dotyczy to głównie nieruchomości znajdujących się pod liniami elektroenergetycznymi napowietrznymi i kablowymi). Łączna powierzchnia nieruchomości, co do której spółki z Grupy działające w segmencie dystrybucji posiadają prawo do dysponowania gruntem wynosi około 7,2 tys. ha.

Łączna powierzchnia nieruchomości, które uznajemy za istotne w ramach segmentu dystrybucji wynosi około 254 ha. Władamy nimi głównie na podstawie prawa własności i użytkowania wieczystego.

Na dzień Prospektu, nieruchomości wykorzystywane w segmencie dystrybucji nie są obciążone hipotekami.

Wytwarzanie

Segment wytwarzania korzysta z nieruchomości o łącznej powierzchni wynoszącej około 17,0 tys. ha, z czego około 17,0 ha uznajemy za nieistotne i przeznaczone do zbycia. Jesteśmy właścicielem nieruchomości o łącznej powierzchni około 0,2 tys. ha, przysługuje nam prawo użytkowania wieczystego do około 0,5 tys. ha nieruchomości. Ponadto, około 16,3 tys. ha nieruchomości jest przez nas posiadane w oparciu o inne tytuły, w tym w szczególności stanowi przedmiot dzierżawy. Wysoki udział gruntów dzierżawionych wynika z umów dzierżawy terenów, na których znajdują się niedawno przez nas nabyte farmy wiatrowe (około 15,8 tys. ha) (zobacz „—Istotne umowy—Umowy nabycia udziałów i akcji” powyżej).

Działalność wytwórcza w elektrowniach konwencjonalnych i elektrociepłowniach prowadzona jest w zasadniczej części na nieruchomościach będących we własności lub użytkowaniu wieczystym spółek z Grupy. Infrastruktura związana z naszymi elektrowniami wodnymi w przeważającej części znajduje się na nieruchomościach stanowiących własność Skarbu Państwa będących w trwałych zarządach jednostek organizacyjnych, realizujących zadania gospodarowania wodami, i wykorzystywanych przez spółki z Grupy na podstawie umów użytkowania lub dzierżawy zawartych zarówno na czas oznaczony jak i nieoznaczony. W pozostałej części, w zakresie nieruchomości związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, spółki z Grupy posiadają prawo własności lub użytkowania wieczystego.

Nieruchomości i infrastruktura wchodzące w skład Elektrowni Wodnej we Włocławku, użytkowane są przez ENERGA Wytwarzanie na podstawie umowy dzierżawy z dnia 4 lipca 2013 roku zawartej ze Skarbem Państwa – Regionalnym Zarządem Gospodarki Wodnej w Warszawie jako wydzierżawiającym. Umowa dotyczy nieruchomości przeznaczonych na działalność związaną z energetyką wodną o łącznej powierzchni 37.754 m² i zawarta została na okres do 2032 roku. Zgodnie z umową wydzierżawiający ma prawo do wcześniejszego wypowiedzenia umowy w sytuacji, gdy nieruchomość stanie się potrzebna dla wydzierżawiającego na cele związane z jego statutową działalnością lub w razie stwierdzenia, że dzierżawca narusza postanowienia umowy. Ponadto ENERGA Wytwarzanie zawarła ze Skarbem Państwa – Regionalnym Zarządem Gospodarki Wodnej w Warszawie umowę użytkowania z dnia 4 lipca 2013 roku. Umowa dotyczy gruntu pokrytego wodami, przeznaczonego na cele przedsięwzięcia związanego z energetyką wodną, o łącznej powierzchni 1.721 m² i zawarta została na okres do 2032 roku. Przesłanki wypowiedzenia umowy zostały określone analogicznie jak w umowie dzierżawy opisanej powyżej.

Z drugiej co do wielkości Elektrowni Szczytowo-Pompowej w Żydowie ENERGA Wytwarzanie korzysta na mocy umowy użytkowania z dnia 29 listopada 2007 roku zawartej z Marszałkiem Województwa Zachodniopomorskiego, w imieniu którego działał Zarząd Melioracji i Urządzeń Wodnych w Szczecinie, jako właścicielem. Umowa dotyczy gruntu pokrytego wodami, przeznaczonego na cele przedsięwzięcia związanego z produkcją energii elektrycznej, o łącznej powierzchni 398 m² i zawarta została na czas nieoznaczony z możliwością wypowiedzenia w przypadku ustania przyczyn użytkowania bądź utraty, cofnięcia lub wygaśnięcia pozwolenia wodnoprawnego albo jego ograniczenia, a także w razie stwierdzenia, że dzierżawca narusza postanowienia umowy.

Na dzień Prospektu, na nieruchomości wykorzystywanej w segmencie wytwarzania, na której znajduje się Elektrownia Ostrołęka B ustanowiono hipotekę do kwoty 63,8 mln PLN na rzecz NFOŚiGW (w związku z udzieleniem pożyczki na budowę Instalacji Odsiarczania Spalin).

Segment sprzedaży

Segment sprzedaży korzysta z nieruchomości o łącznej powierzchni wynoszącej około 3,6 ha, z czego 2,8 ha stanowią budynki.

Na dzień Prospektu, nieruchomości wykorzystywane w segmencie sprzedaży nie są obciążone hipotekami.

Siedziba

Do istotnych nieruchomości, z których korzystamy, należy nieruchomość położona w Gdańsku przy Alei Grunwaldzkiej 472, mieszcząca naszą siedzibę. Na podstawie umowy najmu lokalu użytkowego zawartej w dniu 20 czerwca 2011 roku, której wartość szacujemy (w pięcioletnim okresie najmu) na kwotę około 13,5 mln PLN netto (powiększonej o opłaty eksploatacyjne), korzystamy z około 2.653,66 m² powierzchni biurowej położonej w kompleksie biurowym „Olivia Business Centre” zlokalizowanym na powyższej nieruchomości.

Pozostałe nieruchomości

Wyodrębniamy nieruchomości inwestycyjne obejmujące grunty, prawa użytkowania wieczystego gruntów jak również budynki, które wynajmujemy podmiotom trzecim. Według stanu na dzień 30 września 2013 roku wartość bilansowa nieruchomości inwestycyjnych wynosiła 15,3 mln PLN. Planujemy sprzedaż posiadanych przez nas nieruchomości inwestycyjnych oraz zakończenie działalności związanej z zarządzaniem nieruchomościami do końca 2014 roku.

INFORMACJE FINANSOWE

Historyczne informacje finansowe

Do Prospektu zostały włączone przez odniesienie następujące informacje finansowe:

- Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe; oraz
- Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe.

Informacje finansowe, o których mowa powyżej, są dostępne na stronie internetowej Spółki (www.grupaenerga.pl).

Informacje o tendencjach i znaczących zdarzeniach po dacie bilansowej

Informacje o tendencjach

Do najbardziej znaczących tendencji mających wpływ na nas oraz branżę, w której prowadzimy działalność, należą:

- wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło przez odbiorców końcowych;
- ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym i detalicznym;
- ceny paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła;
- zmiany w otoczeniu prawnym, w tym proponowane zmiany mechanizmów wsparcia dla energii pochodzącej z OZE oraz energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji;
- otoczenie makroekonomiczne, w szczególności PKB Polski i jego zmiany, poziom produkcji przemysłowej,
- wysokość inflacji, kursy walut oraz wysokość stóp procentowych;
- ceny praw majątkowych oraz polityka Prezesa URE w zakresie przyznawania praw majątkowych z tytułu współspalania biomasy;
- dostępność i ceny uprawnień do emisji CO₂; oraz
- warunki pogodowe i hydrometeorologiczne.

Znaczące zdarzenia po dacie bilansowej

Pierwsza oferta publiczna akcji Spółki

W dniu 15 listopada 2013 roku KNF zatwierdziła prospekt emisyjny Spółki sporządzony w związku z przeprowadzaną przez Skarb Państwa, pierwszą ofertą publiczną na terytorium Polski akcji Spółki, oraz w celu ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym (ryнку podstawowym) prowadzonym przez GPW. W ofercie sprzedaży ostatecznie zaoferowano 141.522.067 akcji serii AA Spółki (wraz z akcjami objętymi opcją nadprzydziału), co stanowiło 34,18% istniejącego kapitału zakładowego Spółki. Cena sprzedaży akcji w ofercie publicznej wyniosła 17 PLN za jedną akcję. W dniu 11 grudnia 2013 roku do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW dopuszczonych i wprowadzonych zostało 269.139.114 akcji serii AA Spółki.

Program optymalizacji zatrudnienia w segmencie sprzedaży

W dniu 11 października 2013 roku zostały ogłoszone zasady indywidualnych odejść dla pracowników zatrudnionych w spółkach segmentu sprzedaży, tj. ENERGA – OBRÓT i ENERGA Obsługa i Sprzedaż, które umożliwiają rozwiązywanie umów o pracę za porozumieniem stron z wypłatą dodatkowych świadczeń na rzecz pracowników. Na koniec października 2013 roku, założenia obu programów przewidywały rozwiązanie stosunków pracy z 53 pracownikami, a ich szacowany łączny koszt wynosi około 7 mln PLN. Na dzień bilansowy 30 września 2013 roku rezerwa z tego tytułu nie została rozpoznana.

W dniu 18 grudnia 2013 roku spółka ENERGA Obsługa i Sprzedaż rozpoczęła proces restrukturyzacji obejmujący m.in. optymalizację zatrudnienia. Dla pracowników, których stanowiska pracy w tym obszarze ulegną likwidacji lub restrukturyzacji (362 osoby), spółka ENERGA Obsługa i Sprzedaż przewidziała możliwość skorzystania z kilku rodzajów programów osłonowych. W ramach prowadzonych działań restrukturyzacyjnych spółka ENERGA Obsługa i Sprzedaż przewiduje także wejście w proces zwolnień grupowych, obejmujący osoby, które nie skorzystają z programów osłonowych (około 200 osób). Na wdrożenie

wszystkich programów osłonowych ENERGA Obsługa i Sprzedaż przewidziała na 2013 rok środki z rezerwy restrukturyzacyjnej o łącznej wartości około 53 milionów PLN.

Powyższe programy stanowią pierwszy etap procesu optymalizacji zatrudnienia w segmencie sprzedaży, będącego częścią ogólnego procesu restrukturyzacji kosztów działalności operacyjnej tego segmentu (zobacz „Opis działalności—Struktura organizacyjna—Segment sprzedaży—Działania reorganizacyjne”).

Działania reorganizacyjne w segmencie wytwarzania

W dniu 31 października 2013 roku Sąd Rejonowy Gdańsk – Północ dokonał rejestracji połączenia spółek ENERGA Hydro (obecnie: ENERGA Wytwarzanie) oraz EPW Karcino sp. z o.o. Połączenie nastąpiło poprzez przeniesienie na ENERGA Hydro (obecnie: ENERGA Wytwarzanie) jako spółki przejmującej całego majątku EPW Karcino sp. z o.o. jako spółki przejmowanej. Celem połączenia było uproszczenie oraz optymalizacja struktury właścicielskiej spółek z Grupy.

W dniu 4 grudnia 2013 roku pomiędzy ENERGA a ENERGA Elektrownie Ostrołęka została zawarta umowa sprzedaży 62.271 udziałów spółki ENERGA Kogeneracja. (tj. wszystkich posiadanych przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka) za kwotę 43.132001,35 PLN. W wyniku transakcji ENERGA stała się jedynym współnikiem tej spółki.

W dniu 5 grudnia 2013 roku odbyło się nadzwyczajne zgromadzenie współników spółki ENERGA Hydro (obecnie: ENERGA Wytwarzanie), na którym dokonane zostało podwyższenie kapitału zakładowego w spółce o kwotę 390 mln PLN (tj. do kwoty 659 mln PLN) jak również postanowiono o zmianie nazwy firmy spółki z ENERGA Hydro na ENERGA Wytwarzanie. Nowo utworzone udziały objęła ENERGA, pokrywając je aportem w postaci wszystkich posiadanych udziałów i akcji spółek: (i) ENERGA Invest S.A., (ii) ENERGA Kogeneracja, (iii) Breva sp. z o.o., (iv) AEGIR 5 sp. z o.o., (v) Elektrownia CCGT Grudziądz sp. z o.o. oraz (vi) Elektrownia CCGT Gdańsk sp. z o.o. W dniu 30 grudnia 2013 roku zostało zarejestrowane podwyższenie kapitału zakładowego w KRS oraz zmiana firmy spółki ENERGA Hydro na ENERGA Wytwarzanie.

W dniu 13 grudnia 2013 roku ENERGA nabyła 2.500 udziałów spółki ENERGA Innowacje od ENERGA-OPERATOR za kwotę 1.063.630 PLN. W dniu 16 grudnia 2013 roku odbyło się nadzwyczajne walne zgromadzenie spółki ENERGA – OBRÓT, na którym dokonane zostało podwyższenie kapitału zakładowego w spółce o kwotę 3.191.743 PLN (tj. do kwoty 371.351.982 PLN). Nowo utworzone akcje objęła ENERGA, pokrywając je aportem w postaci wszystkich posiadanych udziałów spółki ENERGA Innowacje sp. z o.o. Umowa objęcia akcji ENERGA – OBRÓT i przeniesienia własności aportu została zawarta w dniu 17 grudnia 2013 roku. Podwyższenie kapitału zostało zarejestrowane w dniu 31 grudnia 2013 roku.

Celem powyższych działań jest uproszczenie oraz optymalizacja struktury właścicielskiej spółek z Grupy.

Wniesienie pozwu w sprawie uchylenia uchwał Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 3 września 2013 roku

W dniu 3 września 2013 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podjęło m.in. Uchwałę o Obniżeniu oraz Uchwałę o Uprzywilejowaniu. Na mocy Uchwały o Obniżeniu kapitał zakładowy Spółki został obniżony do kwoty 4.521.612.884,88 PLN, tj. o kwotę 447.192.483,12 PLN, w drodze zmniejszenia wartości nominalnej każdej Akcji. Na mocy Uchwały o Uprzywilejowaniu wprowadzono do Statutu uprzywilejowanie akcji serii BB co do głosu. W dniu 16 października 2013 roku doręczony został Spółce pozew akcjonariusza FORTA sp. z o.o. (i) o uchylenie Uchwały o Obniżeniu, jako podjętej z naruszeniem dobrych obyczajów oraz godzącej w interesy Spółki oraz mającej na celu pokrzywdzenie akcjonariusza – spółki FORTA sp. z o.o. oraz (ii) o stwierdzenie nieważności Uchwały o Uprzywilejowaniu, alternatywnie uchylenie tej uchwały jako podjętej z naruszeniem dobrych obyczajów oraz godzącej w interesy Spółki oraz mającej na celu pokrzywdzenie akcjonariusza – spółki FORTA sp. z o.o. W odpowiedzi na pozew Spółka wniosła o oddalenie powództwa w całości, wykazując brak jakichkolwiek podstaw do uchylenia zaskarżonych uchwał Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki lub stwierdzenia nieważności Uchwały o Uprzywilejowaniu. W dniu 28 listopada 2013 roku wpłynęło oświadczenie spółki FORTA sp. z o.o. o cofnięciu pozwu w części dotyczącej Uchwały o Obniżeniu tj. w zakresie żądania określonego w punkcie (i) pozwu tzn. w zakresie żądania uchylenia Uchwały o Obniżeniu. Termin rozprawy w tej sprawie został wyznaczony na 12 marca 2014 roku.

Pozytywne rozpatrzenie przez Prezesa URE wniosku ENERGA Elektrownie Ostrołęka o wydanie praw majątkowych OZE za grudzień 2012 roku

W dniu 22 listopada 2013 roku opublikowane zostało Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 13 listopada 2013 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości

energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. Po ukazaniu się rozporządzenia Prezes URE rozpoczął wydawanie praw majątkowych OZE za grudzień 2012 roku, co można oceniać jako pierwszy krok Prezesa URE do rozpoczęcia likwidacji opóźnień w wydawaniu praw majątkowych OZE z wniosków złożonych za 2013 rok.

Przejsie od 1 stycznia 2014 roku przez ENERGA Elektrownie Ostrołęka na model jednego dostawcy węgla

W dniu 19 listopada 2013 roku ENERGA Elektrownie Ostrołęka podpisała aneks do umowy wieloletniej sprzedaży węgla energetycznego ze spółką Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. W wyniku zawarcia aneksu strony ustaliły warunki dostaw w latach 2013 – 2015, na mocy których spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. będzie jedynym dostawcą węgla do ENERGA Elektrownie Ostrołęka od 1 stycznia 2014 roku. Powyższe podyktowane jest korzyściami ekonomicznymi wynikającymi z najniższej ceny jednostkowej zakupu węgla i niższych kosztów transportu jakie planuje ponieść w związku z tą zmianą ENERGA Elektrownie Ostrołęka.

Zatwierdzenie przez Prezesa URE taryf na 2014 rok

W dniu 17 grudnia 2013 roku Prezes URE zatwierdził spółce ENERGA-OBRÓT taryfę dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G, obowiązującą od dnia 1 stycznia 2014 roku. Zatwierdzone ceny są niższe w porównaniu do 2013 roku o 6,2%, co wynika z obniżających się cen zakupu energii. Obniżenie taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G na rok 2014 dotyczy wszystkich dużych sprzedawców energii elektrycznej objętych obowiązkiem taryfikacji w Polsce.

W dniu 17 grudnia 2013 roku Prezes URE zatwierdził spółce ENERGA-OPERATOR taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej, obowiązującą od dnia 1 stycznia 2014 roku. Taryfa zatwierdzona na rok 2014 zakłada wzrost na poziomie 5,6% w porównaniu z taryfą obowiązującą w 2013 roku.

Znaczące zmiany w sytuacji finansowej, handlowej lub perspektywach Spółki

Od czasu opublikowania Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego nie wystąpiły żadne istotne niekorzystne zmiany w perspektywach Spółki. Od daty Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego nie wystąpiły znaczące zmiany w sytuacji finansowej lub handlowej Spółki

PODSTAWOWE INFORMACJE O GRUPIE

Informacje o Emitencie

Nazwa i forma prawna:	ENERGA Spółka Akcyjna
Skrócona nazwa:	ENERGA SA
Siedziba i adres:	al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk
Numer telefonu:	+48 58 77 88 300
Numer telefaksu:	+48 58 77 88 399
Strona internetowa:	www.grupaenergia.pl
Adres poczty elektronicznej:	energia.sa@energia.pl
KRS:	0000271591
REGON:	220353024
NIP:	957-095-77-22

Emitent działa w formie spółki akcyjnej, na podstawie przepisów KSH i innych przepisów powszechnie obowiązującego prawa polskiego. Akt założycielski Emitenta został podpisany w dniu 6 grudnia 2006 roku przez Skarb Państwa, Koncern Energetyczny ENERGA S.A. (obecnie: ENERGA-OPERATOR S.A.) oraz Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A. (obecnie: ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.). W dniu 8 stycznia 2007 roku Emitent został wpisany do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy Gdańsk-Północ w Gdańsku, VII Wydział Gospodarczy pod numerem KRS 0000271591. Emitent został utworzony na czas nieograniczony.

Począwszy od dnia 11 grudnia 2013, 269.139.114 akcji serii AA Spółki jest przedmiotem obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW.

Emitent prowadzi działalność pod firmą ENERGA Spółka Akcyjna. Może również posługiwać się skrótem firmy ENERGA S.A. oraz używać wyróżniającego go znaku graficznego.

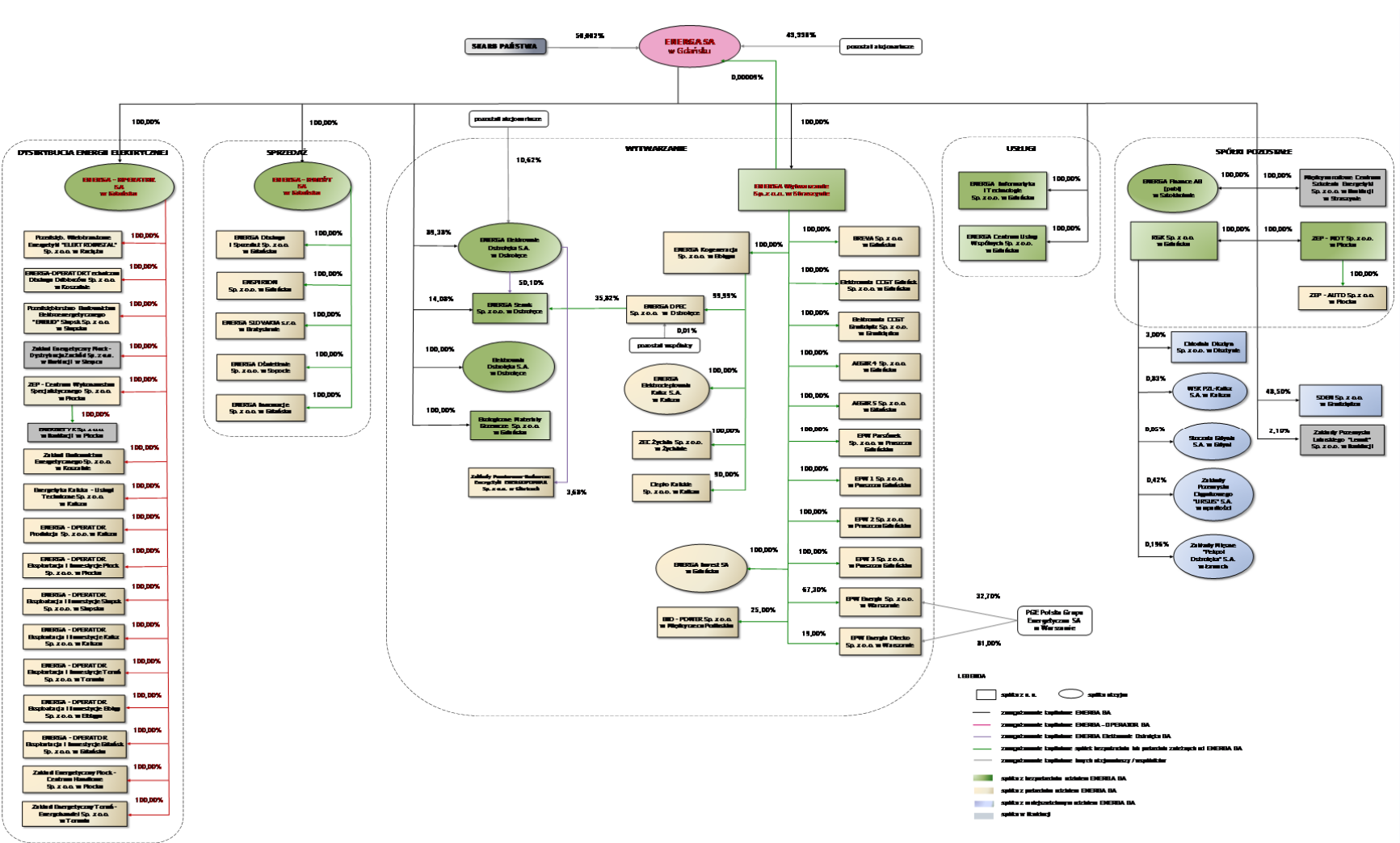
Przedmiot działalności Emitenta

Zgodnie z § 5 Statutu Spółki podstawowym przedmiotem działalności Emitenta jest działalność holdingów finansowych. Spółka może prowadzić działalność na terytorium RP i poza jej granicami.

Struktura Grupy ENERGA

Na dzień Prospektu, w skład Grupy wchodzi Spółka i 52 spółki bezpośrednio lub pośrednio zależne od Spółki, prowadzące działalność przede wszystkim w trzech kluczowych segmentach operacyjnych Grupy, tj. segmencie dystrybucji, segmencie wytwarzania oraz segmencie sprzedaży. Liderami poszczególnych segmentów Grupy są Istotne Spółki Zależne, które zostały szczegółowo opisane w punkcie „—Istotne Spółki Zależne” poniżej.

Emitent jest jednostką dominującą Grupy. Podstawowe informacje na temat Emitenta zostały przedstawione w punktach „—Informacje o Emitencie” oraz „—Przedmiot działalności Emitenta” powyżej oraz w punkcie „—Kapitał zakładowy Spółki”.



Źródło: Spółka.

Istotne Spółki Zależne

Poniżej przedstawiono wybrane informacje na temat Istotnych Spółek Zależnych, czyli podmiotów bezpośrednio lub pośrednio zależnych od Emitenta, które zostały uznane za istotne dla działalności Grupy z uwagi na ich wpływ na ocenę sytuacji majątkowej i finansowej Emitenta.

ENERGA-OPERATOR

Emitent posiada w ENERGA-OPERATOR bezpośrednio 100% akcji, co uprawnia do wykonywania 100% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENERGA-OPERATOR.

Podstawowe informacje

Nazwa i forma prawna:	ENERGA-OPERATOR S.A.
Siedziba i adres:	ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk, Polska
Kapitał zakładowy:	1.221.110.400,00 PLN w pełni opłacony
Podstawowy przedmiot działalności:	dystrybucja energii elektrycznej

ENERGA-OBROT

Emitent posiada w ENERGA-OBROT bezpośrednio 100% akcji, co uprawnia do wykonywania 100% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENERGA-OBROT.

Podstawowe informacje

Nazwa i forma prawna:	ENERGA-OBROT S.A.
Siedziba i adres:	al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk, Polska
Kapitał zakładowy:	371.351.982,00 PLN w pełni opłacony
Podstawowy przedmiot działalności:	obrot energią elektryczną

ENERGA Wytwarzanie

Emitent posiada w ENERGA Wytwarzanie bezpośrednio 100% udziałów, co uprawnia do wykonywania 100% ogólnej liczby głosów na zgromadzeniu wspólników ENERGA Wytwarzanie.

Podstawowe informacje

Nazwa i forma prawna:	ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o.
Siedziba i adres:	ul. Hoffmanna 5, 83-010 Straszyn, Polska
Kapitał zakładowy:	268.462.500,00 PLN w pełni opłacony
Podstawowy przedmiot działalności:	wytwarzanie energii elektrycznej

ENERGA Elektrownie Ostrołęka

Emitent posiada w ENERGA Elektrownie Ostrołęka bezpośrednio 89,38% akcji, co uprawnia do wykonywania 89,38% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENERGA Elektrownie Ostrołęka.

Podstawowe informacje

Nazwa i forma prawna:	ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.
Siedziba i adres:	ul. Elektryczna 5, 07-401 Ostrołęka, Polska
Kapitał zakładowy:	223.000.000,00 PLN w pełni opłacony
Podstawowy przedmiot działalności:	wytwarzanie energii

ENERGA Kogeneracja

Emitent posiada w ENERGA Kogeneracja pośrednio przez ENERGA Wytwarzanie 100% udziałów, co uprawnia ENERGA Wytwarzanie do wykonywania 100% ogólnej liczby głosów na zgromadzeniu wspólników ENERGA Kogeneracja.

Podstawowe informacje

Nazwa i forma prawna:	ENERGA Kogeneracja sp. z o.o.
Siedziba i adres:	ul. Elektryczna 20A, 82-300 Elbląg, Polska
Kapitał zakładowy:	141.976.500,00 PLN w pełni opłacony
Podstawowy przedmiot działalności:	wytwarzanie energii

ZNACZNI AKCJONARIUSZE

Kapitał zakładowy Spółki

Na dzień Prospektu kapitał zakładowy Spółki wynosi 4.521.612.884,88 PLN i dzieli się na 414.067.114 akcji Spółki o wartości nominalnej 10,92 PLN każda, w tym: (i) 269.139.114 zdematerializowanych akcji zwykłych na okaziciela serii AA notowanych na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW; oraz (ii) 144.928.000 akcji imiennych serii BB pozostających poza obrotem na rynku regulowanym. Akcje zostały wyemitowane na podstawie właściwych przepisów KSH i Statutu. Walutą akcji jest złoty polski.

Akcje składające się na kapitał zakładowy Spółki zostały wyemitowane i opłacone w całości. Akcje serii AA nie są uprzywilejowane, są tożsame w zakresie inkorporowanych w nich praw, w szczególności każda akcja serii AA daje prawo do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Zgodnie ze Statutem, akcje serii BB są akcjami uprzywilejowanymi co do prawa głosu w ten sposób, że każda z nich daje prawo do dwóch głosów na Walnym Zgromadzeniu. Na Nadzwyczajnym Walnym Zgromadzeniu z dnia 3 września 2013 roku jeden z akcjonariuszy mniejszościowych Spółki głosował przeciw Uchwale o Uprzywilejowaniu, na mocy której wprowadzono do Statutu uprzywilejowanie akcji serii BB co do głosu, i złożył do protokołu sprzeciw co do jej podjęcia. W dniu 16 października 2013 roku doręczony został Spółce pozew akcjonariusza mniejszościowego o stwierdzenie nieważności, alternatywnie o uchylenie m.in. uchwały Walnego Zgromadzenia w przedmiocie uprzywilejowania akcji serii BB (zobacz „Opis działalności – Postępowania prawne i administracyjne – Postępowanie z powództwa FORTA sp. z o.o.”).

Znaczni akcjonariusze

Z uwagi na status Spółki jako spółki publicznej w rozumieniu przepisów Ustawy o Ofercie Publicznej oraz fakt notowania większości akcji Spółki na rynku regulowanym (rynku podstawowym) prowadzonym przez GPW, Spółka nie posiada szczegółowych informacji dotyczących całości swojego akcjonariatu. Spółka posiada informacje na temat swoich akcjonariuszy na podstawie zawiadomień przekazywanych Spółce na podstawie Ustawy o Ofercie Publicznej.

Poniższa tabela przedstawia akcjonariuszy Spółki posiadających znaczne pakiety akcji wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym Spółki, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu według stanu na dzień Prospektu według stanu na dzień 1 stycznia 2014 roku.

Nazwa akcjonariusza	Struktura akcjonariatu Spółki			
	Akcje	(%)	Głosy	(%)
Skarb Państwa	207.040.000	50,00	351.968.000	62,96
Inni	207.027.114	50,00	207.027.114	37,04
Razem	414.067.114	100,00	558.995.114	100,00

Źródło: Spółka (na podstawie zawiadomień akcjonariuszy przekazywanych Spółce na podstawie Ustawy o Ofercie Publicznej).

Kontrola nad Spółką oraz ustalenia mogące powodować w przyszłości zmianę kontroli nad Spółką

Kontrola nad Spółką

Skarb Państwa będący na dzień Prospektu akcjonariuszem większościowym, sprawuje kontrolę nad Spółką. Na dzień Prospektu Skarb Państwa posiada 207.040.000 akcji Spółki stanowiących 50,00% kapitału zakładowego Spółki, uprawniających do wykonywania 351.968.000 głosów na Walnym Zgromadzeniu, co stanowi 62,96% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu, w tym 144.928.000 akcji imiennych serii BB uprzywilejowanych co do prawa głosu na Walnym Zgromadzeniu w ten sposób, że jedna akcja serii BB daje prawo do dwóch głosów na Walnym Zgromadzeniu.

Na Nadzwyczajnym Walnym Zgromadzeniu z dnia 3 września 2013 roku jeden z akcjonariuszy mniejszościowych Spółki głosował przeciw Uchwale o Uprzywilejowaniu, na mocy której wprowadzono do Statutu uprzywilejowanie akcji serii BB co do głosu, i złożył do protokołu sprzeciw co do jej podjęcia. W dniu 16 października 2013 roku doręczony został Spółce pozew akcjonariusza mniejszościowego o stwierdzenie nieważności, alternatywnie o uchylenie m.in. uchwały Walnego Zgromadzenia w przedmiocie uprzywilejowania akcji serii BB (zobacz „Opis działalności – Postępowania prawne i administracyjne – Postępowanie z powództwa FORTA sp. z o.o.”).

Skarb Państwa wykonuje swoje uprawnienia właścicielskie względem Spółki za pośrednictwem Ministra Skarbu Państwa, na podstawie KSH, Statutu oraz innych przepisów.

Skarb Państwa, dysponując większością głosów na Walnym Zgromadzeniu, może wywierać decydujący wpływ na decyzje, w takich kwestiach jak zmiana Statutu, podwyższenie kapitału zakładowego w drodze emisji nowych akcji, emisja obligacji zamiennych na akcje czy wypłata dywidendy.

Zgodnie ze Statutem, w dniu dopuszczenia akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym, Skarb Państwa otrzymał następujące uprawnienia: (i) prawo do otrzymywania informacji o Spółce i grupie kapitałowej Spółki w formie sprawozdania kwartalnego, zgodnie z wytycznymi Ministra Skarbu Państwa z zastrzeżeniem właściwych przepisów dotyczących ujawniania informacji poufnych, (ii) prawo do otrzymywania kopii ogłoszeń, objętych obowiązkiem publikacyjnym w Monitorze Sądowym i Gospodarczym, (iii) prawo do otrzymywania kompletów dokumentów, będących zgodnie z art. 395 § 2 KSH przedmiotem obrad Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia, tj.: (a) sprawozdania finansowego (skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy kapitałowej), (b) sprawozdania Zarządu z działalności Spółki (sprawozdania Zarządu z działalności grupy kapitałowej) za ubiegły rok obrotowy, (c) opinii i raportu biegłego rewidenta z badania sprawozdania finansowego (skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy kapitałowej), (d) sprawozdania Rady Nadzorczej, (e) wniosku Zarządu co do podziału zysku i pokrycia straty, (iv) prawo do otrzymywania tekstu jednolitego Statutu, w terminie czterech tygodni od dnia wpisania do rejestru przedsiębiorców zmian w Statucie.

Uprawnienia Skarbu Państwa związane z powoływaniem i odwoływaniem członków Rady Nadzorczej zostały opisane w punkcie „Zarząd i Rada Nadzorcza—Rada Nadzorcza—Skład, sposób funkcjonowania i kompetencje Rady Nadzorczej—Sposób funkcjonowania i kompetencje Rady Nadzorczej wynikające ze Statutu i Regulaminu Rady Nadzorczej”.

Mechanizmy zapobiegające nadużywaniu kontroli

Statut Spółki zawiera ograniczenie prawa głosu osób posiadających akcje w liczbie dającej więcej niż 10% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu, istniejących w Spółce w dniu odbycia się danego Walnego Zgromadzenia. Ograniczenie to nie znajduje jednak zastosowania do Skarbu Państwa.

Poza powyższym mechanizmem oraz mechanizmami określonymi w powszechnie obowiązujących przepisach prawa, w tym przepisach KSH, nie występują żadne dodatkowe mechanizmy, które w sposób szczególnie zapobiegałyby nadużywaniu kontroli nad Spółką przez akcjonariuszy większościowych.

Postanowienia Statutu, które mogłyby spowodować opóźnienie, odroczenie lub uniemożliwienie zmiany kontroli nad Spółką

Zgodnie ze Statutem, Skarbowi Państwa służą uprawnienia osobiste do: (i) powoływania i odwoływania członków Rady Nadzorczej według następujących zasad: (a) w przypadku określenia przez Walne Zgromadzenie, iż Rada Nadzorcza składa się z parzystej liczby członków Rady Nadzorczej - uprawniony akcjonariusz powołuje połowę członków Rady Nadzorczej plus jednego członka Rady Nadzorczej; (b) w przypadku określenia przez Walne Zgromadzenie, iż Rada Nadzorcza składa się z nieparzystej liczby członków Rady Nadzorczej - uprawniony akcjonariusz powołuje taką liczbę członków Rady Nadzorczej, która wynika z podziału nieparzystej liczby członków Rady Nadzorczej przez dwa; i następnie zaokrąglonej w górę do pełnej najbliższej liczby całkowitej, tak aby uprawniony akcjonariusz posiadał w takiej Radzie Nadzorczej bezwzględną liczbę głosów, (c) powoływanie i odwoływanie członków Rady Nadzorczej następuje w drodze pisemnego oświadczenia Skarbu Państwa, złożonego Zarządowi. Oświadczenie uznaje się za złożone z chwilą jego doręczenia; oraz (ii) wskazania spośród wybranych przez siebie członków Rady Nadzorczej osoby, która pełnić będzie funkcję przewodniczącego Rady Nadzorczej. Uprawnienia te wygasają z dniem, w którym udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym jest mniejszy niż 10%.

Poza powyższymi ustaleniami, Spółce nie są znane żadne ustalenia, których realizacja mogłaby spowodować w przyszłości zmiany w sposobie kontroli nad Spółką.

ZARZĄDZANIE I ŁAD KORPORACYJNY

Zgodnie z KSH, organami zarządzającymi i nadzorującymi w Spółce są Zarząd i Rada Nadzorcza. Opis Zarządu i Rady Nadzorczej został przygotowany w oparciu o KSH, Statut oraz Regulamin Zarządu i Regulamin Rady Nadzorczej obowiązujące na dzień Prospektu.

Zarząd

Skład, sposób funkcjonowania i kompetencje Zarządu

Skład Zarządu

Na dzień Prospektu w skład Zarządu wchodzi trzy osoby, powołane na wspólną trzyletnią kadencję.

Poniższa tabela przedstawia podstawowe informacje na temat członków Zarządu pełniących swoje funkcje na dzień Prospektu.

Imię i nazwisko członka Zarządu	Funkcja	Data objęcia funkcji członka Zarządu po raz pierwszy
Mirosław Bieliński	Prezes Zarządu	13 lutego 2008 roku
Roman Szyszko	Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych	6 marca 2008 roku
Wojciech Topolnicki	Wiceprezes Zarządu ds. Strategii Rozwoju	31 maja 2012 roku

Źródło: Spółka.

Obecna kadencja Zarządu upływa z dniem 31 maja 2015 roku.

Mandaty wszystkich członków Zarządu pełniących swoje funkcje na dzień Prospektu wygasną najpóźniej z dniem odbycia Walnego Zgromadzenia zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za ostatni pełny rok obrotowy pełnienia funkcji członka Zarządu, tj. z dniem, w którym podjęta zostanie uchwała o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2014 roku. Mandaty członków Zarządu wygasają również wskutek śmierci, rezygnacji albo odwołania ze składu Zarządu. Mandat członka Zarządu powołanego przed upływem danej kadencji wygasa równocześnie z wygaśnięciem mandatów pozostałych członków Zarządu.

Wszyscy członkowie Zarządu wykonują swoje obowiązki w siedzibie Spółki, przy al. Grunwaldzkiej 472, 80-309 Gdańsk.

Sposób funkcjonowania i kompetencje Zarządu wynikające ze Statutu oraz Regulaminu Zarządu

Zgodnie ze Statutem, z zastrzeżeniem przepisów ustawy i postanowień Statutu, Zarząd prowadzi sprawy Spółki i reprezentuje Spółkę. Co do zasady, do składania oświadczeń woli i podpisywania oświadczeń w imieniu Spółki wymagane jest współdziałanie dwóch członków Zarządu albo jednego członka Zarządu działającego łącznie z prokurentem. Organizację i sposób działania Zarządu, w tym szczegółowy tryb podejmowania uchwał, określa Regulamin Zarządu zatwierdzony przez Radę Nadzorczą.

Zarząd składa się z jednej do pięciu osób, w tym Prezesa i jednego lub kilku Wiceprezesów. Zgodnie ze Statutem, członków Zarządu powołuje Rada Nadzorcza na okres wspólnej, trzyletniej kadencji, jednemu z członków Zarządu powierzając funkcję Prezesa Zarządu, a jednemu lub kilku z nich—funkcję Wiceprezesa Zarządu. Zgodnie ze Statutem, z chwilą, gdy Skarb Państwa posiada połowę lub mniej akcji w Spółce, członek Zarządu może być: (i) odwołany lub zawieszony w czynnościach również przez Walne Zgromadzenie, (ii) zawieszony w czynnościach z ważnych powodów przez Radę Nadzorczą. Swoją rezygnację z pełnionej funkcji członek Zarządu składa Radzie Nadzorczej. Oświadczenie o rezygnacji powinno być złożone w formie pisemnej. Dopóki ponad połowa akcji w Spółce należy do Skarbu Państwa lub innych państwowych osób prawnych, Rada Nadzorcza powołuje członków Zarządu po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 roku w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz. U. z 2003 roku, Nr 55, poz. 476 ze zm.). Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej, trzyletniej kadencji.

Zgodnie ze Statutem, z zastrzeżeniem wyjątków wymienionych w akapicie poniżej, każdy członek Zarządu może prowadzić sprawy Spółki, wchodzące w zakres jego kompetencji określony w Regulaminie Zarządu, bez uprzedniej uchwały Zarządu. Jeżeli jednak przed załatwieniem takiej sprawy choćby jeden z pozostałych członków Zarządu sprzeciwi się jej przeprowadzeniu, wymagana jest uchwała Zarządu.

Stosownie do Statutu, uchwały Zarządu wymagają zawsze następujące sprawy Spółki: (i) sprawy dotyczące: (a) udzielania gwarancji, poręczenia oraz wystawiania weksła, (b) dokonania darowizny, umorzenia odsetek oraz

zwolnienia z długu, (c) nabycia, ustanowienia ograniczonego prawa rzeczowego lub rozporządzenia nieruchomością lub użytkowaniem wieczystym oraz udziałem w nieruchomości lub w użytkowaniu wieczystym, (d) zaciągnięcie kredytu lub pożyczki, (ii) pozostałe sprawy dotyczące rozporządzenia prawem lub zaciągnięcia zobowiązania o wartości przekraczającej 1.000.000 złotych, nieobjęte innymi punktami niniejszego akapitu, (iii) przyjęcie Regulaminu Zarządu, (iv) przyjęcie Regulaminu Organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki, (v) utworzenie i likwidacja oddziału, (vi) udzielenie pełnomocnictwa ogólnego, (vii) przyjęcie rocznego lub wieloletniego planu rzeczowo-finansowego, innego planu wieloletniego lub strategii Spółki lub jej Grupy, (viii) ustalenie zasad prowadzenia działalności sponsoringowej przez Spółkę, (ix) sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej albo do Walnego Zgromadzenia, (x) określenie sposobu wykonywania prawa głosu na walnym zgromadzeniu lub zgromadzeniu wspólników spółek, w których Spółka posiada akcje lub udziały albo w których wykonuje prawa z akcji lub udziałów, (xi) zwołanie Walnego Zgromadzenia i przyjęcie porządku jego obrad, (xii) przyjęcie sprawozdań Zarządu z działalności Spółki i z działalności Grupy oraz sprawozdania finansowego i skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za ubiegły rok obrotowy, (xiii) uchwalenie regulaminu funkcjonującego w Spółce funduszu lub kapitału, (xiv) objęcie albo nabycie przez Spółkę akcji lub udziałów innej spółki za wierzycelności Spółki w ramach postępowań ugodowych lub układowych oraz ich późniejsze zbycie, (xv) obsada stanowisk kierowniczych w strukturze organizacyjnej Spółki, (xvi) unieważnienie dokumentu akcji. Ponadto, zgodnie z Regulaminem Zarządu, na wniosek członka Zarządu lub dyrektora zarządzającego każda sprawa może być rozpatrywana w drodze uchwały.

Co do zasady, uchwały Zarządu podejmowane są na posiedzeniach. Posiedzenia Zarządu odbywają się w ustalonym terminie, w zależności od potrzeb, jednak nie rzadziej niż raz na dwa tygodnie. Zgodnie z Regulaminem Zarządu, posiedzenie Zarządu zwołuje Prezes lub członek Zarządu. Ponadto, na pisemny wniosek członka Zarządu lub Rady Nadzorczej posiedzenie Zarządu winno być zwołane najpóźniej w ciągu czterech dni od daty złożenia wniosku do Prezesa Zarządu. Co do zasady, posiedzeniom przewodniczy Prezes Zarządu. Zgodnie z Regulaminem Zarządu, miejscem posiedzeń Zarządu jest siedziba Spółki lub inne miejsce wskazane przez zwołującego posiedzenie Zarządu. Ponadto, Regulamin Zarządu dopuszcza możliwość uczestnictwa członków Zarządu w posiedzeniu oraz głosowania nad podejmowanymi uchwałami w ramach tego posiedzenia, przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, to jest tele- lub wideokonferencji, z zastrzeżeniem, że w miejscu obrad wskazanym przez zwołującego posiedzenie, obecny jest co najmniej jeden z członków Zarządu i istnieje techniczna możliwość zapewnienia połączenia.

Uchwały Zarządu zapadają bezwzględną większością głosów. W przypadku równości głosów, decyduje głos Prezesa Zarządu. Dla ważności uchwał konieczne jest prawidłowe powiadomienie o mającym się odbyć posiedzeniu wszystkich członków Zarządu oraz udział w nim, jeżeli Zarząd składa się z co najmniej trzech osób, więcej niż połowy jego członków. W przypadku Zarządu dwuosobowego dla ważności uchwał wymagana jest obecność wszystkich członków Zarządu. W nagłych przypadkach, dopuszczalne jest podejmowanie uchwał w trybie pisemnym lub przy wykorzystywaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość takich jak faks oraz poczta elektroniczna, pod warunkiem, że wszyscy członkowie Zarządu wyrażą na to zgodę. Uchwała jest ważna, gdy wszyscy członkowie Zarządu zostali powiadomieni o treści projektu uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość. Co do zasady, głosowania są jawne, jednak na wniosek członka Zarządu zarządza się głosowanie tajne.

Informacje dotyczące spraw, do dokonania których Zarząd jest zobowiązany uzyskać zgodę Rady Nadzorczej, zostały zamieszczone w punkcie „Rada Nadzorcza Skład, sposób funkcjonowania i kompetencje Rady Nadzorczej—Sposób funkcjonowania i kompetencje Rady Nadzorczej wynikające ze Statutu oraz Regulaminu Rady Nadzorczej” poniżej.

Rada Nadzorcza

Skład, sposób funkcjonowania i kompetencje Rady Nadzorczej

Skład Rady Nadzorczej

Na dzień Prospektu w skład Rady Nadzorczej wchodzi siedem osób, powołanych na wspólną trzyletnią kadencję.

Poniższa tabela przedstawia podstawowe informacje na temat członków Rady Nadzorczej pełniących swoje funkcje na dzień Prospektu.

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Funkcja	Data objęcia funkcji członka Rady Nadzorczej po raz pierwszy	Adres miejsca pracy
Zbigniew Wtulich	Przewodniczący Rady Nadzorczej	15 marca 2011 roku	ul. Krucza 36 / ul. Wspólna 6, 00-522 Warszawa
Marian Gawrylczyk	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej	31 stycznia 2008 roku	ul. Grójecka 17, 02-021 Warszawa
Agnieszka Poloczek	Sekretarz Rady Nadzorczej	15 marca 2011 roku	ul. Krucza 36 / ul. Wspólna 6, 00-522 Warszawa
Iwona Zatorska-Pańtak	Członek Rady Nadzorczej	31 maja 2012 roku	ul. Krucza 36 / ul. Wspólna 6, 00-522 Warszawa
Mirosław Szreder	Członek Rady Nadzorczej	31 stycznia 2008 roku	ul. Bażyńskiego 1A, 80-952 Gdańsk
Roman Jacek Kuczkowski	Członek Rady Nadzorczej	31 stycznia 2008 roku	Emeryt
Bogusław Nadolnik	Członek Rady Nadzorczej	16 stycznia 2014 roku	ul. Krucza 36 / ul. Wspólna 6, 00-522 Warszawa

Źródło: Spółka.

Obecna kadencja Rady Nadzorczej upływa z dniem 27 kwietnia 2014 roku.

Mandaty wszystkich członków Rady Nadzorczej pełniących swoje funkcje na dzień Prospektu wygasną najpóźniej z dniem odbycia Walnego Zgromadzenia zatwierdzającego sprawozdanie finansowe za ostatni pełny rok obrotowy pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej, tj. z dniem, w którym podjęta zostanie uchwała o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2013 roku. Mandaty członków Rady Nadzorczej wygasają również wskutek śmierci, rezygnacji albo odwołania ze składu Rady Nadzorczej. Mandat członka Rady Nadzorczej powołanego przed upływem danej kadencji wygasa równocześnie z wygaśnięciem mandatów pozostałych członków Rady Nadzorczej.

Sposób funkcjonowania i kompetencje Rady Nadzorczej wynikające ze Statutu oraz Regulaminu Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Spółki we wszystkich dziedzinach jej działalności. Zgodnie z Regulaminem Rady Nadzorczej, Rada Nadzorcza przedstawia corocznie Walnemu Zgromadzeniu pisemne sprawozdanie z wykonywania nadzoru nad działalnością Spółki.

Rada Nadzorcza składa się z pięciu do dwunastu członków. Zgodnie ze Statutem, liczbę członków Rady Nadzorczej określa Walne Zgromadzenie. Zgodnie ze Statutem, członków Rady Nadzorczej powołuje i odwołuje Walne Zgromadzenie, przy czym Skarbowi Państwa przysługuje uprawnienie osobiste do powoływania i odwoływania członków Rady Nadzorczej, według następujących zasad: (i) w przypadku określenia przez Walne Zgromadzenie, iż Rada Nadzorcza składa się z parzystej liczby członków Rady Nadzorczej—Skarb Państwa powołuje połowę członków Rady Nadzorczej plus jednego członka Rady Nadzorczej, (ii) w przypadku określenia przez Walne Zgromadzenie, iż Rada Nadzorcza składa się z nieparzystej liczby członków Rady Nadzorczej—Skarb Państwa powołuje taką liczbę członków Rady Nadzorczej, która wynika z (a) podziału nieparzystej liczby członków Rady Nadzorczej przez dwa; i następnie (b) zaokrąglonej w górę do pełnej najbliższej liczby całkowitej, tak aby Skarb Państwa posiadał w takiej Radzie Nadzorczej bezwzględnie liczbę głosów, (iii) powoływanie i odwoływanie członków Rady Nadzorczej następuje w drodze pisemnego oświadczenia Skarbu Państwa złożonego Zarządowi. Oświadczenie uznaje się za złożone z chwilą jego doręczenia. Uprawnienia osobiste, o których mowa w niniejszym akapicie, wygasają z dniem, w którym udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym jest mniejszy niż 10%.

W okresie, w którym Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, do pełnienia funkcji członków Rady Nadzorczej mogą zostać powołane – jako reprezentanci Skarbu Państwa – jedynie osoby, które złożyły egzamin, o którym mowa w art. 12 ust. 2 Ustawy o Komerccjalizacji i Prywatyzacji. Rezygnację z pełnionej funkcji członek Rady Nadzorczej składa Zarządowi Spółki. Oświadczenie o rezygnacji powinno być złożone w formie pisemnej.

Zgodnie ze Statutem, w okresie, w którym Spółka jest spółką publiczną, co najmniej 2 członków Rady Nadzorczej powołanych przez Walne Zgromadzenie, nie pochodzących spośród osób powołanych przez Skarb Państwa, powinno spełniać, określone w Statucie, kryteria niezależności przewidziane dla niezależnego członka rady nadzorczej. Skarbowi Państwa przysługuje uprawnienie osobiste do wskazania spośród członków Rady Nadzorczej powołanych przez Skarb Państwa członka Rady Nadzorczej, który będzie pełnił funkcje

Przewodniczącego Rady Nadzorczej. Powyższe uprawnienie znajduje zastosowanie również w przypadku wyboru Rady Nadzorczej w drodze głosowania oddzielnymi grupami w trybie art. 385 KSH. Wskazanie Przewodniczącego Rady Nadzorczej następuje w drodze pisemnego oświadczenia złożonego Zarządowi, które uznaje się za złożone z chwilą jego doręczenia. Uprawnienie osobiste Skarbu Państwa, o którym mowa w poprzedzających zdaniach, wygasa z dniem, w którym udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym jest mniejszy niż 10%. Rada Nadzorcza powołuje i odwołuje ze swojego grona Wiceprzewodniczącego i Sekretarza Rady. Wybór Wiceprzewodniczącego i Sekretarza Rady powinien nastąpić na pierwszym posiedzeniu Rady Nadzorczej nowej kadencji. Zgodnie z Regulaminem Rady Nadzorczej, Przewodniczący Rady Nadzorczej zwołuje, organizuje i przewodniczy posiedzeniom Rady Nadzorczej oraz reprezentuje ją na zewnątrz i składa oświadczenia w jej imieniu.

Zgodnie ze Statutem, do kompetencji Rady Nadzorczej należy w szczególności: (i) ocena sprawozdań Zarządu z działalności Spółki i z działalności Grupy oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy (skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy) w zakresie ich zgodności z księgami i dokumentami, jak również ze stanem faktycznym, oraz ocena wniosku Zarządu o podział zysku albo pokrycie straty, (ii) składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa w punkcie (i), (iii) sporządzanie sprawozdań w związku ze sprawowaniem nadzoru nad realizacją przez Zarząd inwestycji oraz nadzoru nad prawidłowością i efektywnością wydatkowania środków pieniężnych na inwestycje, (iv) sporządzanie, co najmniej raz do roku, wraz ze sprawozdaniem z wyników oceny rocznego sprawozdania finansowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy, opinii Rady Nadzorczej w kwestii ekonomicznej zasadności zaangażowania kapitałowego Spółki w innych spółkach handlowych, dokonanego w danym roku obrotowym, (v) sporządzanie i przedstawianie raz w roku Zwyczajnemu Walnemu Zgromadzeniu zwięzłej oceny sytuacji Spółki, z uwzględnieniem oceny systemu kontroli wewnętrznej i systemu zarządzania ryzykiem istotnym dla Spółki, (vi) rozpatrywanie i opiniowanie spraw mających być przedmiotem uchwał Walnego Zgromadzenia, (vii) wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania sprawozdania finansowego, (viii) określenie zakresu i terminów przedkładania przez Zarząd rocznych/wieloletnich planów rzeczowo-finansowych, innych planów wieloletnich oraz strategii Spółki i Grupy, (ix) zatwierdzanie strategii Spółki i Grupy, (x) zatwierdzanie rocznych/wieloletnich planów rzeczowo-finansowych, a także planów działalności inwestycyjnej Spółki i Grupy, (xi) uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb działania Rady Nadzorczej, (xii) zatwierdzanie regulaminu Zarządu, (xiii) zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki, (xiv) zatwierdzanie zasad prowadzenia działalności sponsoringowej przez Spółkę, (xv) ustalanie zasad i wysokości wynagrodzenia Prezesa i członków Zarządu, z zastrzeżeniem bezwzględnie obowiązujących przepisów prawa, (xvi) delegowanie członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu, którzy nie mogą sprawować swoich czynności i ustalanie ich wynagradzania, z zastrzeżeniem, iż łączne wynagrodzenie pobierane przez delegowanego jako członka Rady Nadzorczej oraz z tytułu delegowania do czasowego wykonywania czynności członka Zarządu, nie może przekroczyć wynagrodzenia ustalonego dla członka Zarządu, w miejsce którego członek Rady został delegowany, (xvii) udzielanie zgody na tworzenie oddziałów Spółki za granicą, (xviii) udzielanie zgody członkom Zarządu na zajmowanie stanowisk w organach innych spółek oraz pobieranie wynagrodzeń z tego tytułu, (xix) ustalenie sposobu wykonywania przez Spółkę prawa głosu na walnym zgromadzeniu lub na zgromadzeniu wspólników spółek, w których Spółka posiada akcje lub udziały o łącznej wartości nominalnej przekraczającej 20 mln PLN, które jednocześnie stanowią więcej niż 50% kapitału zakładowego tych spółek lub w których Spółka jest podmiotem dominującym w rozumieniu przepisów kodeksu spółek handlowych, w sprawach: (a) zaciągnięcia zobowiązania, ustanowienia ograniczonego prawa rzeczowego lub rozporządzenia prawem, w tym w szczególności nabycia lub zbycia nieruchomości, użytkowania wieczystego, udziałów w nieruchomości lub w użytkowaniu wieczystym o wartości przekraczającej 5 mln PLN, (b) udzielanie przez spółkę gwarancji i poręczeń majątkowych o wartości przekraczającej 5 mln PLN, (c) zmiany statutu lub umowy spółki, (d) podwyższenia lub obniżenia kapitału zakładowego, (e) połączenia, podziału lub przekształcenia spółki, (f) zawiązania przez taką spółkę innej spółki oraz objęcia, nabycia lub zbycia przez taką spółkę akcji lub udziałów w innej spółce, (g) zbycia i wydzierżawienia przedsiębiorstwa spółki lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego, jeżeli ich wartość przekracza 20 mln PLN, (h) emisji obligacji, (i) rozwiązania i likwidacji spółki, (j) dotyczących jednostek wytwórczych, jednostek kogeneracyjnych o wartości przekraczającej 50 mln EUR lub sieci dystrybucyjnych o wartości przekraczającej 5 mln EUR w rozumieniu Prawa Energetycznego. Ponadto zakres kompetencji Rady Nadzorczej obejmuje ustalenie sposobu wykonywania prawa głosu przez reprezentanta Spółki na walnym zgromadzeniu lub zgromadzeniu wspólników spółek, których przedmiotem działalności jest wytwarzanie lub przesyłanie lub dystrybucja energii elektrycznej, w sprawach: zaciągania przez te spółki zobowiązań warunkowych; zawierania umów kredytu, pożyczki; ustanawiania zabezpieczeń przez te spółki, w tym zabezpieczeń na ich majątku oraz zawierania innych umów lub podejmowania uchwał walnego zgromadzenia lub zgromadzenia wspólników dotyczących lub związanych z

jednostkami wytwórczymi, jednostkami kogeneracyjnymi o wartości przekraczającej 50 mln EUR lub z siecią dystrybucyjną w rozumieniu Prawa Energetycznego o wartości przekraczającej 5 mln EUR. Zarząd został dodatkowo zobowiązany, niezależnie od zaawansowania przedsięwzięcia lub projektu, przekazywać Radzie Nadzorczej kwartalną informację odnośnie przedsięwzięć inwestycyjnych; przekazywać Radzie Nadzorczej informację dotyczącą przebiegu i decyzji podjętych na Walnym Zgromadzeniu lub Zgromadzeniu Wspólników w zakresie spraw, o których mowa w lit. (j) niniejszego akapitu; przekazywać Radzie Nadzorczej w terminie dwóch miesięcy po zakończeniu Walnego Zgromadzenia/ Zgromadzenia Wspólników spółek, w których Spółka posiada akcje lub udziały, zatwierdzającego sprawozdania finansowe i sprawozdania z działalności spółek lub skonsolidowanych sprawozdań finansowych grup kapitałowych i sprawozdań z działalności grup kapitałowych, rocznych informacji odnośnie realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, dotyczących lub związanych z jednostką wytwórczą, jednostką kogeneracyjną o wartości przekraczającej 50 mln EUR lub siecią dystrybucyjną o wartości przekraczającej 5 mln EUR. Ponadto, zgodnie z Regulaminem Rady Nadzorczej, Rada Nadzorcza może podejmować uchwały również w innych sprawach, kiedy uzna to za stosowne.

Zgodnie ze Statutem, do kompetencji Rady Nadzorczej należy również udzielanie Zarządowi zgody na: (i) nabycie składników aktywów trwałych, w tym w szczególności na nabycie nieruchomości, użytkownika wieczystego, udziałów w nieruchomości lub udziałów w użytkowaniu wieczystym o wartości przekraczającej 5 mln PLN, a nieprzekraczającej 20 mln PLN, (ii) rozporządzenie składnikiem aktywów trwałych, w tym w szczególności na rozporządzenie nieruchomością, użytkowaniem wieczystym, udziałem w nieruchomości lub udziałem w użytkowaniu wieczystym o wartości przekraczającej 5 mln PLN, a nieprzekraczającej 20 mln PLN, (iii) zawarcie przez Spółkę istotnej umowy z podmiotem powiązaniem (w rozumieniu Rozporządzenia o Raportach), za wyjątkiem typowych umów, zawieranych na warunkach rynkowych w ramach prowadzonej działalności operacyjnej przez Spółkę z podmiotem zależnym, w którym Spółka posiada większościowy udział kapitałowy, (iv) zaciąganie zobowiązań warunkowych, w tym udzielanie przez Spółkę gwarancji i poręczeń majątkowych o wartości przekraczającej 5 mln PLN, za wyjątkiem zobowiązań warunkowych dotyczących spółek zależnych, (v) wystawianie weksli o wartości przekraczającej 5 mln PLN, (vi) zawarcie przez Spółkę umowy o wartości przekraczającej równowartość w PLN kwoty 5 tys. EUR, której zamiarem jest darowizna lub zwolnienie z długu oraz innej umowy niezwiązanej z przedmiotem działalności gospodarczej Spółki określonym w Statucie – równowartość kwoty, o której mowa, oblicza się według kursu ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski w dniu zawarcia umowy, (vii) wypłatę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy, (viii) objęcie albo nabycie akcji lub udziałów w innych spółkach o łącznej wartości nominalnej przekraczającej kwotę 20 mln PLN, z wyjątkiem sytuacji, gdy objęcie akcji lub udziałów następuje za wierzycelności Spółki w ramach postępowania ugodowego lub układowego, lub gdy nabycie akcji następuje na rynku regulowanym, oraz (ix) zbycie akcji lub udziałów w innych spółkach o łącznej wartości nominalnej przekraczającej kwotę 20 mln PLN oraz określenie warunków i trybu ich zbywania, z wyłączeniem zbywania akcji będących w obrocie na rynku regulowanym, zbywania akcji lub udziałów, które Spółka posiada w ilości nieprzekraczającej 10% udziału w kapitale zakładowym poszczególnych spółek, oraz zbywania akcji i udziałów objętych za wierzycelności Spółki w ramach postępowania układowych lub ugodowych.

Co do zasady, Rada Nadzorcza podejmuje uchwały na posiedzeniach. Rada Nadzorcza odbywa posiedzenia co najmniej raz na dwa miesiące. Posiedzenia Rady Nadzorczej zwołuje Przewodniczący lub upoważniony członek Rady Nadzorczej, przedstawiając szczegółowy porządek obrad. Posiedzenie powinno zostać ponadto zwołane na żądanie każdego z członków Rady Nadzorczej lub na wniosek Zarządu. Do zwołania posiedzenia Rady Nadzorczej wymagane jest zaproszenie wszystkich członków Rady Nadzorczej na co najmniej siedem dni przed posiedzeniem, przy czym Przewodniczący może z ważnych powodów skrócić ten termin do 2 dni, zapewniając jednocześnie niezwłoczne poinformowanie członków Rady o przyspieszonym terminie posiedzenia przy pomocy stosownych środków komunikacji. Ponadto, zgodnie z Regulaminem Rady Nadzorczej, dopuszcza się możliwość uczestnictwa członków Rady Nadzorczej na posiedzeniu oraz głosowania nad podejmowanymi uchwałami w ramach tego posiedzenia, przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, to jest tele- lub wideokonferencji, z zastrzeżeniem, że w miejscu obrad wskazanym przez zwołującego posiedzenie, obecny jest co najmniej jeden z członków Rady Nadzorczej i istnieje techniczna możliwość zapewnienia bezpiecznego połączenia.

Zgodnie ze Statutem, Rada Nadzorcza podejmuje uchwały w sprawach objętych porządkiem obrad i pod warunkiem, że na posiedzeniu obecna jest co najmniej połowa jej członków, a wszyscy członkowie zostali zaproszeni na posiedzenie. Zmiana porządku obrad może nastąpić, gdy na posiedzeniu obecni są wszyscy członkowie Rady Nadzorczej i nikt nie wniesie sprzeciwu co do zmiany. Uchwały Rady Nadzorczej zapadają bezwzględną większością głosów, a w razie równości głosów rozstrzyga głos Przewodniczącego. Rada Nadzorcza może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość, w tym w szczególności – poczty elektronicznej. Uchwała jest ważna, gdy

wszyscy członkowie Rady Nadzorczej zostali powiadomieni o treści projektu uchwały. W przypadku nie wypowiedzenia się przez członka Rady Nadzorczej w terminie wyznaczonym przez Przewodniczącego Rady Nadzorczej, uchwała nie zostaje podjęta. Uchwały podjęte w tym trybie zostają przedstawione na najbliższym posiedzeniu Rady Nadzorczej z podaniem wyniku głosowania. Co do zasady, Rada Nadzorcza podejmuje uchwały w głosowaniu jawnym, jednak na wniosek członka Rady Nadzorczej oraz w sprawach osobowych zarządza się głosowanie tajne. W przypadku zarządzenia głosowania tajnego nie jest możliwe podejmowanie uchwał w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość.

Zgodnie ze Statutem, członek Rady Nadzorczej nie może wykonywać zajęć, które pozostawałyby w sprzeczności z jego obowiązkami albo mogłyby wywołać podejrzenie o stronnictwo lub interesowność. W okresie, gdy akcje Spółki są notowane na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW, co najmniej dwóch członków Rady Nadzorczej powinno spełniać kryteria niezależności przewidziane dla niezależnego członka rady nadzorczej w rozumieniu Zalecenia Komisji z dnia 15 lutego 2005 roku dotyczącego roli dyrektorów niewykonawczych lub będących członkami rady nadzorczej spółek giełdowych i komisji rady (nadzorczej) (2005/162/WE) z uwzględnieniem wymagań przewidzianych Dobrymi Praktykami Spółek Notowanych na Gieldzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („**Niezależni Członkowie Rady Nadzorczej**”). Kandydat na Niezależnego Członka Rady Nadzorczej składa Spółce, przed jego powołaniem do składu Rady Nadzorczej, pisemne oświadczenie o spełnieniu kryteriów niezależności. W przypadku zaistnienia okoliczności powodujących niespełnienie przesłanek niezależności członek Rady Nadzorczej zobowiązany jest niezwłocznie poinformować o tym fakcie Spółkę. Spółka przekazuje do publicznej wiadomości informację o aktualnej liczbie niezależnych członków Rady Nadzorczej. Z zastrzeżeniem uprawnień osobistych Skarbu Państwa w zakresie powoływania członków Rady Nadzorczej, w przypadku zmniejszenia się liczby członków Rady Nadzorczej w następstwie wygaśnięcia mandatu członka Rady Nadzorczej, jak i w sytuacji, gdy co najmniej 2 członków Rady Nadzorczej nie spełnia wymogów dla Niezależnych Członków Rady Nadzorczej, Zarząd Spółki zobowiązany jest niezwłocznie zwołać Walne Zgromadzenie i umieścić w porządku obrad tego Zgromadzenia punkt dotyczący uzupełnienia lub zmian składu Rady Nadzorczej. Do czasu dokonania zmian w składzie Rady Nadzorczej polegających na dostosowaniu liczby niezależnych członków do wymagań statutu, Rada Nadzorcza i jej członkowie działają w składzie dotychczasowym i zachowują zdolność do odbywania posiedzeń i podejmowania uchwał, a także dokonywania wszelkich innych czynności prawnych i faktycznych.

Praktyki organu administracyjnego, zarządzającego i nadzorującego

Zgodnie ze Statutem, w okresie gdy akcje Spółki są notowane na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW, Rada Nadzorcza wybiera spośród swoich członków Komitet Audytu. Zgodnie z Ustawą o Biegłych Rewidentach oraz Statutem, w skład Komitetu Audytu wchodzi co najmniej trzech członków, w tym przynajmniej jeden z nich powinien spełniać warunki niezależności oraz posiadać kwalifikacje w dziedzinie rachunkowości lub rewizji finansowej w rozumieniu Ustawy o Biegłych Rewidentach. Zgodnie ze Statutem, osoba ta powinna spełniać wymogi przewidziane dla Niezależnych Członków Rady Nadzorczej.

Do zadań Komitetu Audytu należy w szczególności: (i) monitorowanie procesu sprawozdawczości finansowej, (ii) monitorowanie skuteczności systemów kontroli wewnętrznej, audytu wewnętrznego oraz zarządzania ryzykiem, (iii) monitorowanie wykonywania czynności rewizji finansowej, oraz (iv) monitorowanie niezależności biegłego rewidenta i podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych, w tym w przypadku świadczenia usług, o których mowa w art. 48 ust. 2 Ustawy o Biegłych Rewidentach. Komitet Audytu rekomenduje Radzie Nadzorczej podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych do przeprowadzania czynności rewizji finansowej.

W przypadku, gdy Rada Nadzorcza składa się z nie więcej niż pięciu członków, zadania Komitetu Audytu wykonywane są przez członków Rady Nadzorczej. Na dzień Prospektu w skład Komitetu Audytu wchodzi członkowie Rady Nadzorczej: Marian Gawrylczyk, Mirosław Szreder oraz Iwona Zatorska-Pańtak.

Na dzień Prospektu w ramach Rady Nadzorczej nie działają inne komitety.

Konflikt interesów w organach administracyjnych, zarządzających i nadzorczych

Według wiedzy Spółki nie występują żadne potencjalne konflikty interesów u osób, o których mowa w punkcie „Zarząd” i „Rada Nadzorcza”, pomiędzy obowiązkami wobec Spółki a ich prywatnymi interesami lub innymi obowiązkami.

Stosowanie zasad ładu korporacyjnego

Zgodnie z Regulaminem GPW, ENRGA jako spółka notowana na GPW powinna przestrzegać zasady ładu korporacyjnego określone w Dobrych Praktykach. Dobre Praktyki to zbiór rekomendacji i zasad postępowania odnoszących się w szczególności do organów spółek giełdowych i ich akcjonariuszy.

Zgodnie z Regulaminem GPW w przypadku, gdy określona zasada ładu korporacyjnego nie będzie stosowana w sposób trwały lub zostanie naruszona incydentalnie, Spółka będzie zobowiązana opublikować raport zawierający informacje o tym, jaka zasada nie jest stosowana lub nie została zastosowana, jakie były okoliczności i przyczyny niezastosowania tej zasady oraz w jaki sposób Spółka zamierza usunąć ewentualne skutki niezastosowania danej zasady lub jakie kroki zamierza podjąć, by zmniejszyć ryzyko niezastosowania jej w przyszłości. Raport powinien zostać opublikowany na oficjalnej stronie internetowej Spółki oraz w trybie analogicznym do stosowanego do przekazywania raportów bieżących zgodnie z wymogami, o których mowa w § 29 Regulaminu GPW. Obowiązek ten powstaje niezwłocznie po powstaniu uzasadnionego przeświadczenia po stronie Spółki, że dana zasada nie będzie stosowana lub że nie zostanie zastosowana, w każdym zaś przypadku niezwłocznie po zaistnieniu zdarzenia stanowiącego naruszenie zasady ładu korporacyjnego. Ponadto spółka giełdowa jest zobowiązana zawrzeć w raporcie rocznym sprawozdanie ze stosowania zasad ładu korporacyjnego.

Zarząd Spółki, w wykonaniu obowiązku nałożonego przez § 29 ust. 3 Regulaminu GPW, przyjął do stosowania wszystkie zasady ładu korporacyjnego określone w Dobrych Praktykach z wyłączeniem:

Rekomendacji 9, w zakresie, w jakim odnosi się do zapewnienia przez Spółkę zrównoważonego udziału kobiet i mężczyzn w wykonywaniu funkcji zarządu i nadzoru. Spółka nie zapewnia zrównoważonego udziału kobiet i mężczyzn w Zarządzie i Radzie Nadzorczej. W skład trzyosobowego Zarządu wchodzi wyłącznie mężczyźni, natomiast w skład siedmioosobowej Rady Nadzorczej wchodzi dwie kobiety. Zarząd podkreśla, że w przyszłości, w zakresie zależnym od Spółki, będzie dążyć do uwzględniania rekomendacji GPW, dotyczącej zrównoważonego udziału kobiet i mężczyzn przy wyborze składu Zarządu oraz Rady Nadzorczej, jednocześnie pozostawiając stosowne decyzje w rękach uprawnionych organów Spółki.

Dobrej Praktyki III.8, w zakresie, w jakim odnosi się do istnienia komitetów działających w Radzie Nadzorczej, w odniesieniu do których zadań i funkcjonowania powinien być stosowany Załącznik I do Zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 roku dotyczącego roli dyrektorów niewykonawczych. W Spółce nie funkcjonują komisje wskazane w Załączniku I do zalecenia Komisji Europejskiej z dnia 15 lutego 2005 roku, tj. komisja ds. nominacji, komisja ds. wynagrodzeń oraz komisja rewizyjna. W przypadku powołania takich komisji Zarząd zarekomenduje Radzie Nadzorczej uwzględnienie zaleceń określonych w tym dokumencie.

Dobrej Praktyki IV.10, w zakresie, w jakim odnosi się do umożliwienia akcjonariuszom udziału w walnym zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej. Spółka stoi na stanowisku, że decyzja o wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej podczas Walnego Zgromadzenia uzależniona jest od zgłoszenia takiej potrzeby ze strony szerszego grona akcjonariuszy Spółki. W przypadku wystąpienia takiej potrzeby Spółka rozważy wszelkie możliwości oraz dostępne rozwiązania, w oparciu m.in. o praktykę rynkową.

OPIS OBLIGACJI DOPUSZCZANYCH DO OBROTU

Podstawowe informacje dotyczące Obligacji

Na podstawie niniejszego Prospektu Emitent zamierza ubiegać się o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot 100.000 obligacji na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10.000 PLN każda i łącznej wartości nominalnej 1.000.000.000 PLN oraz terminie wykupu przypadającym na dzień 18 października 2019 roku („**Obligacje**”).

Obligacje zostały wyemitowane przez Emitenta w dniu 19 października 2012 roku na podstawie art. 9 pkt 3 Ustawy o Obligacjach oraz uchwały zarządu Emitenta z dnia 15 października 2012 roku nr 145/III/2012 (wskazanej poniżej), na warunkach opisanych w przedstawionych poniżej warunkach emisji Obligacji („**Warunki Emisji Obligacji**”). Nabywcom Obligacji nie przysługują żadne dodatkowe prawa inne niż wskazane w Warunkach Emisji Obligacji. Obligacje wyemitowane zostały w ramach programu emisji obligacji denominowanych w PLN na kwotę do 4.000.000.000 PLN („**Program Emisji**”) ustanowionego przez Emitenta na podstawie uchwały Zarządu Spółki z dnia 21 września 2012 roku („**Uchwała o Programie**”). W dniu 18 października 2012 roku, KDPW podjął uchwałę o rejestracji Obligacji w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW i nadaniu im kodu ISIN PLENERG00014. Z dniem 19 listopada 2012 roku, Obligacje zostały wprowadzone do obrotu w alternatywnym systemie obrotu prowadzonym przez BondSpot na podstawie uchwały Zarządu BondSpot nr 196/12 z dnia 16 listopada 2012 roku. Intencją Spółki jest przeniesienie notowań Obligacji z obrotu w alternatywnym systemie obrotu prowadzonym przez BondSpot do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez BondSpot w możliwie najkrótszym terminie.

Warunki Emisji Obligacji przewidują możliwość wcześniejszego wykupu Obligacji w przypadku, gdy Skarb Państwa utraci, bezpośrednio lub pośrednio, kontrolę nad Emitentem (przy czym przez kontrolę rozumie się posiadanie powyżej 50% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Emitenta) oraz w wyniku tej zmiany kontroli co najmniej jedna z agencji ratingowych dokona obniżenia ratingu. Warunki Emisji Obligacji przewidują również możliwość wcześniejszego wykupu Obligacji przez obligatariuszy w przypadku wystąpienia przypadków naruszenia Warunków Emisji Obligacji opisanych szczegółowo poniżej. Przypadki te obejmują m.in. niewypłacalność, zaciągnięcie niedozwolonego zadłużenia, naruszenie wskaźnika oraz inne okoliczności wskazane w Warunkach Emisji Obligacji.

Warunki emisji obligacji kolejnych serii emitowanych w ramach Programu Emisji mogą, ale nie muszą, stanowić o ubieganiu się o wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym lub w alternatywnym systemie obrotu, prowadzonym przez GPW lub BondSpot.

Program Emisji

Obligacje objęte niniejszym Prospektem wyemitowane zostały w ramach Programu Emisji ustanowionego na podstawie umowy z dnia 21 września 2012 roku zmienionej aneksem z dnia 15 października 2012 roku, zawartej pomiędzy Emitentem a Bank Polska Kasa Opieki S.A. oraz BRE Bank S.A. („**Umowa Emisyjna**”) na mocy uchwały zarządu Emitenta nr 111/III/2012 z dnia 21 września 2012 roku. Zgodnie z Umową Emisyjną, Emitent może dokonywać emisji obligacji do łącznej wartości nominalnej 4.000.000.000 PLN, stanowiącej w każdym momencie trwania Programu Emisji, maksymalną, łączną wartość nominalną wyemitowanych przez Emitenta i niewykupionych obligacji w czasie trwania Programu Emisji określonym na okres 5 lat od dnia podpisania Umowy Emisyjnej, przy czym data wykupu obligacji może wykroczać poza ten okres. Walutą obligacji jest złoty polski (PLN). Jednostkowa wartość nominalna obligacji emitowanych w ramach Programu Emisji wynosi 10.000 PLN lub wielokrotność tej kwoty.

W związku z emisją Obligacji w ramach Programu Emisji, Emitent powołał Bank Polska Kasa Opieki S.A. oraz BRE Bank S.A. jako dealerów oraz zlecił im pełnienie określonych funkcji związanych z emisją oraz plasowaniem Obligacji na zasadach określonych w Umowie Emisyjnej. W odniesieniu do obligacji kolejnych serii emitowanych w ramach Programu Emisji Emitent może dla celów ich emisji oraz plasowania powołać jednego lub więcej tzw. *dealerów dnia*, którzy przystąpią do Umowy Emisyjnej w charakterze nowych organizatorów emisji.

Umowa Emisyjna przewiduje, że proponowanie nabycia obligacji emitowanych w ramach Programu Emisji dokonywane jest w trybie art. 9 pkt 3 Ustawy o Obligacjach i nie może nastąpić w sposób stanowiący ofertę publiczną w rozumieniu Ustawy o Ofercie Publicznej.

Od dnia 19 listopada 2012 roku Obligacje są przedmiotem obrotu w alternatywnym systemie obrotu w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot. Zgodnie z Umową Emisyjną, Emitent może spowodować dopuszczenie oraz wprowadzenie obligacji emitowanych w ramach Programu Emisji do notowań w alternatywnym systemie

obrotu lub na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW lub BondSpot, przy czym Emitent uprawniony jest do zmiany rynku notowań obligacji z alternatywnego systemu obrotu na rynek regulowany lub odwrotnie bez odrębnej zgody obligatariuszy, po spełnieniu wymogów właściwych dla rynku, na którym obligacje mogą być notowane.

Obligacje emitowane w ramach Programu Emisji stanowią niepodporządkowane oraz niezabezpieczone zobowiązania finansowe Emitenta, które będą równe i bez pierwszeństwa zaspokojenia względem siebie oraz (z zastrzeżeniem wyjątków wynikających z bezwzględnie obowiązujących przepisów prawa polskiego), będą równe względem wszystkich pozostałych obecnych lub przyszłych niepodporządkowanych i niezabezpieczonych zobowiązań finansowych Emitenta. Umowa Emisyjna przewiduje jednak, że Emitent nie ustanowi zabezpieczenia w celu zabezpieczenia zobowiązań wynikających z papierów dłużnych oraz nie ustanowi lub spowoduje, że nie zostanie ustanowiona zabezpieczona gwarancja w celu zabezpieczenia zobowiązań wynikających z papierów dłużnych, oraz spowoduje, aby żadna spółka grupy kapitałowej Emitenta nie ustanowiła zabezpieczenia w celu zabezpieczenia zobowiązań wynikających z papierów dłużnych oraz nie ustanowiła ani nie spowodowała ustanowienia zabezpieczonej gwarancji w celu zabezpieczenia zobowiązań wynikających z papierów dłużnych, chyba że Emitent lub spółka grupy kapitałowej Emitenta w tym samym czasie ustanowi takie samo zabezpieczenie lub taką samą zabezpieczoną gwarancję w celu zabezpieczenia zobowiązań Emitenta wynikających z obligacji emitowanych w ramach Programu Emisji.

Ratingi przyznane Obligacjom oraz Spółce

Na dzień Prospektu Obligacjom zostały przyznane następujące ratingi kredytowe: agencja ratingowa Fitch Ratings przyznała Programowi Emisji rating międzynarodowy 'BBB' oraz rating krajowy 'A(pol)', a także przewidywalny rating międzynarodowy 'BBB(EXP)' oraz rating krajowy 'A(pol)(EXP)' dla obligacji, których emisja będzie dokonywana w ramach Programu Emisji.

Na dzień Prospektu Spółce zostały przyznane następujące ratingi kredytowe: agencja ratingowa Fitch Ratings nadała Spółce długoterminowy rating międzynarodowy na poziomie „BBB” z perspektywą stabilną oraz długoterminowy rating krajowy na poziomie „A(pol)” z perspektywą stabilną, a agencja ratingowa Moody’s Investors Service przyznała Spółce długoterminową ocenę ratingową „Baa1” z perspektywą stabilną.

Wskaźnik rentowności

Podstawowym wskaźnikiem rentowności Obligacji jest rentowność nominalna Obligacji. Informuje ona o wysokości stopy zwrotu z inwestycji w Obligacje w skali roku w momencie emisji. Rentowność nominalną Obligacji oblicza się według następującego wzoru:

$$R_n = \frac{m * O}{N} * 100\%$$

Gdzie:

R_n – oznacza rentowność nominalną

m – oznacza liczbę okresów odsetkowych w okresie 1 roku

O – oznacza odsetki za okres odsetkowy

N – oznacza wartość nominalną.

Warunki Emisji Obligacji

Obligacje, do których odnoszą się niniejsze Warunki Emisji są obligacjami na okaziciela w ramach serii A („**Obligacje**”), których emitentem jest ENERGA Spółka Akcyjna z siedzibą w Gdańsku, przy ulicy Grunwaldzkiej 472, 80-309 Gdańsk, której dokumentacja przechowywana jest przez Sąd Rejonowy Gdańsk – Północ, VII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000271591, NIP 957-095-77-22, (zwana dalej „**Emitentem**”). Emisja Obligacji została zorganizowana na podstawie umowy emisyjnej z dnia 21 września 2012 roku wraz z późniejszymi zmianami („**Umowa Emisyjna**”) zawartej pomiędzy Emitentem a BRE Bank S.A. („**BRE Bank**”) oraz Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. („**Bank Pekao**”), zgodnie z którą Emitent w ramach programu emisji może dokonywać emisji obligacji do łącznej wartości nominalnej 4.000.000.000 złotych („**Program**”).

Emisja Obligacji dokonywana jest na podstawie: (i) art. 9 pkt 3 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 roku o obligacjach (tekst jednolity Dz. U. z 2001 r., Nr 120, poz. 1300 z późn. zm.) („**Ustawa o Obligacjach**”) oraz (ii) uchwały zarządu Emitenta z dnia 15 października 2012 roku nr 145/III/2012.

1. Definicje

„Agencja Ratingowa”	oznacza jedną z następujących agencji ratingowych: (i) Standard & Poor’s Rating Services, a division of The McGraw-Hill Companies, Inc.; (ii) Moody’s Investor Services; (iii) Fitch Rating Limited; lub (iv) jakąkolwiek inną agencję ratingową o analogicznej renomie dokonującą ratingu Emitenta, a także następców prawnych wszystkich agencji ratingowych określonych w tej definicji;
„Agent”	oznacza Bank Pekao;
„Agent Kalkulacyjny”	oznacza Bank Pekao;
„ASO”	oznacza alternatywny system obrotu organizowany przez GPW lub BondSpot;
„BondSpot”	oznacza BondSpot S.A.;
„Certyfikat Rezydencji”	oznacza certyfikat rezydencji, o którym mowa w art. 26 ust. 1 Ustawy o PDOP i art. 29 ust. 2 Ustawy o PDOF;
„Dealer”	oznacza BRE Bank oraz Bank Pekao;
„Depozyt”	oznacza depozyt papierów wartościowych prowadzony przez KDPW;
„Depozyt Sądowy”	oznacza depozyt kwot pieniężnych w rozumieniu Kodeksu cywilnego z dnia 23 kwietnia 1964 roku, prowadzony przez sąd właściwy zgodnie z Kodeksem postępowania cywilnego z dnia 17 listopada 1964 roku (Dz. U. Nr 43, poz. 296 ze zm.);
„Depozytariusz”	oznacza każdy podmiot prowadzący Rachunek Papierów Wartościowych lub posiadacza Rachunku Zbiorczego, na którym zarejestrowane są Obligacje;
„Działalność Podstawowa”	oznacza produkcję, sprzedaż lub dystrybucję energii elektrycznej lub ciepła;
„Dzień Badania”	oznacza 31 marca, 30 czerwca, 30 września oraz 31 grudnia danego roku;
„Dzień Płatności Kwoty do Zapłaty”	oznacza każdy dzień, w którym Kwota do Zapłaty będzie wymagalna, zgodnie z niniejszymi Warunkami Emisji;
„Dzień Roboczy”	oznacza każdy dzień inny niż sobota, niedziela lub dzień ustawowo wolny od pracy, w którym KDPW prowadzi działalność w sposób umożliwiający wykonanie czynności określonych w Warunkach Emisji;
„Dzień Ustalenia Praw do Świadczeń z Obligacji”	oznacza Dzień Roboczy określony zgodnie z aktualnie obowiązującym regulaminem KDPW, w którym zostaje określony stan posiadania Obligacji, w celu ustalenia podmiotów oraz osób uprawnionych do otrzymania świadczeń z tytułu Obligacji w Dniu Płatności Kwoty do Zapłaty;
„EBITDA”	oznacza dla Okresu LTM zysk (stratę) z działalności operacyjnej powiększony o amortyzację, obliczony na podstawie odpowiedniego rocznego zaudytowanego przez biegłego rewidenta skonsolidowanego sprawozdania finansowego Emitenta lub śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Emitenta, sporządzonych wg MSSF;
„GPW”	oznacza Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.;
„Grupa”	oznacza łącznie Emitenta i Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta;
„KDPW”	oznacza Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych Spółka Akcyjna;
„Kluczowy Podmiot Zależny”	oznacza każdą ze Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta prowadzącą Działalność Podstawową, której udział w EBITDA lub Skonsolidowanych Aktywach przekracza 10%;
„Kodeks Spółek	oznacza ustawę z dnia 15 września 2000 roku Kodeks spółek handlowych

Handlowych”	(Dz. U. z 2000 r., nr 94, poz. 1037, ze zmianami);
„Kwota do Zapłaty”	oznacza wyrażoną w PLN kwotę równą wartości Należności Głównej (jak zdefiniowano w paragrafie 2.2 niniejszych Warunków Emisji) lub Kwoty Odsetek (jak zdefiniowano w paragrafie 2.2 niniejszych Warunków Emisji), wymagalną w Dniu Płatności Kwoty do Zapłaty, którą Emitent jest zobowiązany zapłacić Obligatariuszowi, zgodnie z niniejszymi Warunkami Emisji;
„Obligatariusz”	oznacza osobę, której przysługują prawa z Obligacji, tj. posiadacz Rachunku Papierów Wartościowych, na którym zarejestrowane zostały Obligacje albo osoba wskazana podmiotowi prowadzącemu Rachunek Zbiorczy przez posiadacza tego rachunku jako osoba uprawniona z Obligacji zapisanych na takim rachunku;
„Obniżenie Ratingu”	oznacza sytuację, w której Agencja Ratingowa, w odniesieniu do przyznanego uprzednio ratingu Emitenta,; (i) wycofuje w ogóle ocenę ratingową Emitenta; (ii) dokonuje obniżenia ratingu Emitenta do ratingu niższego niż Rating Inwestycyjny (tj. BB+/Ba1 lub odpowiedniki tych ratingów lub niższy rating); lub (iii) w odniesieniu do nowo przyznawanej oceny ratingowej Emitenta, ocena ratingowa Emitenta jest niższa niż Rating Inwestycyjny;
„Okres LTM”	oznacza każdy okres 12 miesięcy kończący się w dniu 31 marca, 30 czerwca, 30 września oraz 31 grudnia;
„Opcja Obligatariusza Wcześniejszego Wykupu”	oznacza prawo Obligatariusza do żądania wykupu Obligacji przed Datą Wykupu, na zasadach określonych w paragrafie 4.2;
„Papiery Dłużne”	oznaczają obligacje, weksle lub inne podobne do nich papiery wartościowe lub instrumenty finansowe o charakterze dłużnym, które emitowane są zgodnie z jakimkolwiek prawem w celu pozyskania środków finansowych, z wyłączeniem obligacji emitowanych przez banki i przewidujących możliwość ich zbywalności jedynie do banków oraz które nie są przedmiotem obrotu na rynku zorganizowanym w rozumieniu Ustawy o Obrocie. Dla uniknięcia wątpliwości, weksle stanowiące zabezpieczenie transakcji handlowych nie będą traktowane jak Papiery Dłużne;
„PLN”	oznacza złoty polski;
„Podatek Dochodowy”	oznacza (i) zryczałtowany podatek dochodowy od osób prawnych w rozumieniu Ustawy o PDOP lub innego aktu prawnego, który tę ustawę zastąpi oraz (ii) zryczałtowany podatek dochodowy od osób fizycznych w rozumieniu Ustawy o PDOF lub innego aktu prawnego, który tę ustawę zastąpi;
„Podwyższenie Ratingu”	oznacza sytuację, w której Agencja Ratingowa w odniesieniu do przyznanego uprzednio ratingu Emitenta dokonuje podniesienia ratingu Emitenta do Ratingu Inwestycyjnego;
„Poręczenia Emitenta”	oznacza zabezpieczenia w postaci niezabezpieczonych poręczeń udzielanych przez Emitenta na zabezpieczenie wiarygodności Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta z umów: <ul style="list-style-type: none"> (a) o dostawę energii elektrycznej (PPA); (b) o dostawę energii cieplnej; oraz (c) o sprzedaż wydawanych przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii (tzw. zielone

	<p>certyfikaty);</p> <p>zawieranych w ramach projektu finansowanego w drodze Zadłużenia Project Finance;</p>
„Poręczenia Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta”	<p>oznacza zabezpieczenia w postaci niezabezpieczonych poręczeń udzielanych przez Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta na zabezpieczenie wierzytelności Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta z tytułu umów:</p> <p>(a) o dostawę energii elektrycznej (PPA);</p> <p>(b) o dostawę energii cieplnej; oraz</p> <p>(c) o sprzedaż wydawanych przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii (tzw. zielone certyfikaty);</p> <p>zawieranych w ramach projektu finansowanego w drodze Zadłużenia Project Finance;</p>
„Rachunek Papierów Wartościowych”	<p>oznacza rachunek papierów wartościowych w rozumieniu art. 4 ust. 1 Ustawy o Obrocie;</p>
„Rachunek Zbiorczy”	<p>oznacza rachunek zbiorczy w rozumieniu Artykułu 8a Ustawy o Obrocie;</p>
„Rating Inwestycyjny”	<p>oznacza BBB-/Baa3 lub odpowiedniki tych ratingów, lub wyższy rating;</p>
„Rynek Regulowany”	<p>oznacza rynek regulowany prowadzony zgodnie z Ustawą o Obrocie przez GPW lub BondSpot;</p>
„Skonsolidowane Aktywa”	<p>oznacza łączną kwotę aktywów w skonsolidowanym, zaudytowanym przez biegłego rewidenta sprawozdaniu finansowym Emitenta za ostatni rok obrotowy, sporządzonym wg MSSF;</p>
„Skonsolidowane Aktywa Trwale”	<p>oznacza łączną kwotę aktywów trwałych w skonsolidowanym audytowanym przez biegłego rewidenta sprawozdaniu finansowym Emitenta za ostatni rok obrotowy sporządzonym wg. MSSF;</p>
„Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta”	<p>oznacza spółki, w stosunku do których Emitent lub Spółka Grupy Kapitałowej Emitenta jest podmiotem bezpośrednio lub pośrednio dominującym w rozumieniu Kodeksu Spółek Handlowych oraz spółki nabyte lub przejęte przez Emitenta po dacie zawarcia niniejszej Umowy, w stosunku do których Emitent będzie podmiotem dominującym w rozumieniu Kodeksu Spółek Handlowych;</p>
„Stopa Procentowa”	<p>oznacza zmienną stopę procentową obliczaną zgodnie z postanowieniami paragrafu 3.6, na podstawie której obliczane będą Kwoty Odsetek od Obligacji;</p>
„Sub-Agent ds. Płatności”	<p>oznacza BRE Bank;</p>
„Ustawa o Obrocie”	<p>oznacza ustawę z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi (<i>Dz.U. z 2005 r., Nr 183, poz. 1538</i>);</p>
„Ustawa o PDOF”	<p>oznacza ustawę z dnia 26 lipca 1991 roku o podatku dochodowym od osób fizycznych (<i>tekst jednolity Dz. U. z 2010 r. Nr 51, poz.307, z późn. zm.</i>);</p>
„Ustawa o PDOP”	<p>oznacza ustawę z dnia 15 lutego 1992 roku o podatku dochodowym od osób prawnych (<i>tekst jednolity Dz. U. z 2000 r., Nr 54, poz. 654, z późn. zm.</i>);</p>
„Ustawa PUiN”	<p>oznacza ustawę z dnia 28 lutego 2003 roku Prawo upadłościowe i naprawcze (<i>Dz.U. z 2003 r., Nr 60, poz. 535 z późn. zm.</i>);</p>
„Warunki Emisji”	<p>oznacza niniejsze warunki emisji Obligacji;</p>
„Wskaźnik Dźwigni	<p>oznacza stosunek Zadłużenia Finansowego Netto do EBITDA, obliczony</p>

Finansowej”	zgodnie z paragrafem 19;
„Zabezpieczenie”	oznacza hipotekę, zastaw, zastaw rejestrowy, zastaw finansowy, przelew na zabezpieczenie, przewłaszczenie na zabezpieczenie oraz wszelkie inne prawa rzeczowe ustanowione w celu udzielenia zabezpieczenia. Dla uniknięcia wątpliwości, nie są Zabezpieczeniami oświadczenia o dobrowolnym poddaniu się egzekucji, weksle własne oraz weksle in blanco wystawione w związku z zobowiązaniem ich wystawcy z wyłączeniem Zadłużenia Project Finance;
„Zabezpieczona Gwarancja”	oznacza poręczenie lub gwarancję wystawioną przez jakąkolwiek osobę trzecią, będącą osobą fizyczną, prawną lub jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, której ustawa przyznaje zdolność prawną, na zabezpieczenie Zadłużenia Finansowego Emitenta lub jakiegokolwiek Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta, które to poręczenie lub gwarancja byłaby w jakikolwiek sposób objęta Zabezpieczeniem na jakimkolwiek majątku Emitenta lub jakiegokolwiek Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta;
„Zadłużenie Finansowe”	oznacza (bez podwójnego liczenia) zadłużenie z tytułu: <ul style="list-style-type: none"> (a) umów kredytu lub pożyczki; (b) emisji instrumentów dłużnych: obligacji, weksli (z wyjątkiem wystawianych w toku zwykłej działalności handlowej), skryptów dłużnych i innych podobnych instrumentów; (c) zobowiązań z umów leasingu lub sprzedaży ratalnej, które zgodnie z odnośnymi zasadami rachunkowości, są traktowane jako leasing finansowy; (d) sprzedaży lub faktoringu wierzytelności (z wyjątkiem wierzytelności zbytych bez prawa regresu); (e) innych umów (w tym sprzedaży lub kupna z odroczonym terminem) których ekonomiczny efekt jest równoznaczny z pożyczką pieniężną; (f) transakcji mających za przedmiot instrumenty pochodne, zawieranych w celu uzyskania ochrony lub korzyści ze zmian stóp oprocentowania, kursów, cen lub indeksów (przy czym, do obliczenia wartości takiego zadłużenia będzie brana tylko negatywna wycena rynkowa transakcji - marked to market); (g) gwarancji, akredytyw lub poręczeń za zobowiązania zawarte w podpunktach od (a) do (f) powyżej lub innych zobowiązań warunkowych dotyczących zobowiązań zawartych w podpunktach od (a) do (f), w tym zobowiązań wynikających z gwarancji wystawionych przez podmioty trzecie, udzielanych na rzecz banków, instytucji finansowych lub innych podmiotów, bez podwójnego liczenia (tzn. bez uwzględnienia gwarancji, poręczeń itp. odnoszących się do pozycji ujawnianych w skonsolidowanym bilansie); oraz (h) zobowiązań wynikających z Poręczeń Emitenta oraz Poręczeń Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta; z wyłączeniem Zadłużenia Project Finance;
„Zadłużenie Finansowe Netto”	oznacza skonsolidowane wg MSSF Zadłużenie Finansowe Emitenta pomniejszone o wynikające ze sprawozdań skonsolidowanych, sporządzonych wg MSSF środki pieniężne bez ograniczeń dysponowania oraz ich ekwiwalenty, obliczane na Dzień Badania;
„Zadłużenie Project	oznacza zadłużenie zaciągnięte w celu finansowania nowego projektu

Finance	Emitenta lub Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta, modernizacji lub rozbudowy istniejącego Projektu (project finance) w każdym wypadku przeznaczone na nabycie, budowę lub eksploatację aktywów, na podstawie którego wierzyciele z tytułu takiego zadłużenia wyrażą zgodę, że (i) jedynym źródłem spłaty takiego zadłużenia będą aktywa projektu lub przychody generowane przez taki projekt oraz (ii) nie będą mieli prawa regresu do Emitenta lub innych Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta z tytułu takiego zadłużenia finansowego (poza dłużnikiem z tytułu takiego zadłużenia finansowego) z wyjątkiem Poręczeń Emitenta oraz Poręczeń Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta;
„Zaświadczenie Zgodności”	oznacza dokument, o którym mowa w paragrafie 19, podpisany przez osoby uprawnione do reprezentacji Emitenta zawierający wysokość Wskaźnika Dźwigni Finansowej, która to wysokość przedstawiona jest z dokładnością do jednej setnej, wraz ze wskazaniem: <ul style="list-style-type: none"> (a) odpowiednich pozycji w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych, w oparciu o które takich kalkulacji dokonano; lub (b) dodatkowych informacji potrzebnych do wyliczenia wysokości Wskaźnika Dźwigni Finansowej, jeżeli takie informacje nie są dostępne w sprawozdaniu finansowym;
„Zgromadzenie Obligatariuszy”	oznacza zgromadzenie Obligatariuszy zwołane oraz przeprowadzone zgodnie z zasadami określonymi w Załączniku 1A do niniejszych Warunków Emisji.

2. Opis Obligacji i Warunki Emisji Obligacji

- 2.1 Każda Obligacja wyemitowana zgodnie z niniejszymi Warunkami Emisji jest papierem wartościowym emitowanym w serii zgodnie z art. 5a Ustawy o Obligacjach nieposiadającym formy dokumentu na okaziciela. Obligacje są zarejestrowane w KDPW.
- 2.2 Na podstawie każdej Obligacji Emitent stwierdza, że jest dłużnikiem Obligatariusza i zobowiązuje się wobec niego do spełnienia świadczenia pieniężnego polegającego na zapłacie kwoty odpowiadającej wartości nominalnej Obligacji tj. kwoty wynoszącej 10.000 PLN („**Należność Główna**”) oraz kwoty odsetek („**Kwoty Odsetek**”), w sposób określony w paragrafie 3.1 i terminach określonych w paragrafie 3.2.
- 2.3 Prawa z Obligacji powstają w chwili zapisania ich na Rachunku Papierów Wartościowych lub na Rachunku Zbiorczym. Osoby uprawnione zostaną ustalone zgodnie z Ustawą o Obrocie.
- 2.4 Emitent emituje 100.000 Obligacji o łącznej wartości nominalnej 1.000.000.000 PLN i numerach od 1 do 100.000.
- 2.5 Obligacje wyemitowane zgodnie z niniejszymi Warunkami Emisji są Obligacjami niezabezpieczonymi.
- 2.6 Obligacje stanowią bezpośrednie, bezwarunkowe i niezabezpieczone (chyba że zostanie ustanowione Zabezpieczenie w celu zabezpieczenia zobowiązań Emitenta wynikających z Obligacji zgodnie z paragrafem 8.5 niniejszych Warunków Emisji) zobowiązania Emitenta, są równe i bez pierwszeństwa zaspokojenia względem siebie oraz (z zastrzeżeniem wyjątków wynikających z bezwzględnie obowiązujących przepisów prawa) są równe względem wszystkich pozostałych obecnych lub przyszłych bezpośrednich, bezwarunkowych i niezabezpieczonych (chyba że zostanie ustanowione Zabezpieczenie w celu zabezpieczenia zobowiązań Emitenta wynikających z Obligacji zgodnie z paragrafem 8.5 niniejszych Warunków Emisji) zobowiązań Emitenta.
- 2.7 Datą emisji Obligacji jest 19 października 2012 roku („**Data Emisji**”). W Dacie Emisji Obligacje zarejestrowane zostaną w Depozycie oraz na Rachunkach Papierów Wartościowych i na Rachunkach Zbiorczych. Miejscem emisji jest Gdańsk.
- 2.8 Zamiarem Emitenta jest dopuszczenie oraz wprowadzenie Obligacji do notowań na ASO. Po dopuszczeniu oraz wprowadzeniu Obligacji do notowań na ASO Emitent może spowodować dopuszczenie oraz wprowadzenie Obligacji do notowań na Rynku Regulowanym, przy czym Emitent uprawniony będzie do przenoszenia Obligacji pomiędzy ASO a Rynkiem Regulowanym lub odwrotnie

bez odrębnej zgody Obligatariuszy, po spełnieniu wymogów właściwych dla rynku, na którym Obligacje mają być notowane.

2.9 Prawa wynikające z Obligacji będą przenoszone na zasadach określonych w Ustawie o Obrocie oraz zgodnie z regulacjami ASO lub Rynku Regulowanego w zależności od tego, na którym rynku Obligacje będą notowane.

2.10 Numerem ISIN niniejszej Serii jest PLENERG00014.

3. Oprocentowanie

3.1 Płatność Kwoty Odsetek

Obligacje są oprocentowane od Daty Emisji (wliczając ten dzień) do Daty Wykupu zdefiniowanej w paragrafie 4 niniejszych Warunków Emisji (nie wliczając tego dnia). W każdym Dniu Płatności Odsetek wskazanym w paragrafie 3.3 poniżej („**Dni Płatności Odsetek**”) Emitent zobowiązany jest dokonać na rzecz każdego Obligatariusza płatności Kwoty Odsetek obliczonej zgodnie z niniejszym paragrafem 3. Kwoty Odsetek będą płatne z dołu. Jeżeli jednak Dzień Płatności Odsetek przypadnie na dzień niebędący Dniem Roboczym, zapłata Kwoty Odsetek nastąpi w pierwszym Dniu Roboczym przypadającym po Dniu Płatności Odsetek, bez prawa żądania odsetek za opóźnienie lub jakichkolwiek innych dodatkowych płatności. Płatność Kwoty Odsetek dokonywana będzie za pośrednictwem KDPW i właściwego Depozytariusza na podstawie i zgodnie z odpowiednimi regulaminami KDPW i regulacjami danego Depozytariusza.

3.2 Okresy Odsetkowe

Okres odsetkowy oznacza okres od Daty Emisji (włącznie) do pierwszego Dnia Płatności Odsetek tj. 19 stycznia 2013 (z wyłączeniem tego dnia) oraz każdy następny okres trwający od poprzedniego Dnia Płatności Odsetek (włącznie) do następnego Dnia Płatności Odsetek (z wyłączeniem tego dnia) („**Okres Odsetkowy**”).

3.3 Dni Płatności Odsetek

Numery Okresu Odsetkowego oraz Dni Płatności Odsetek dla Okresu Odsetkowego wskazane są w Kolumnie 1 oraz Kolumnie 2.

Numer Okresu Odsetkowego	Dzień Płatności Odsetek dla Okresu Odsetkowego wskazanego w Kolumnie 1
Kolumna 1	Kolumna 2
1	19 stycznia 2013
2	19 kwietnia 2013
3	19 lipca 2013
4	19 października 2013
5	19 stycznia 2014
6	19 kwietnia 2014
7	19 lipca 2014
8	19 października 2014
9	19 stycznia 2015
10	19 kwietnia 2015
11	19 lipca 2015
12	19 października 2015
13	19 stycznia 2016
14	19 kwietnia 2016
15	19 lipca 2016
16	19 października 2016
17	19 stycznia 2017
18	19 kwietnia 2017
19	19 lipca 2017
20	19 października 2017
21	19 stycznia 2018

Numer Okresu Odsetkowego	Dzień Płatności Odsetek dla Okresu Odsetkowego wskazanego w Kolumnie 1
22	19 kwietnia 2018
23	19 lipca 2018
24	19 października 2018
25	19 stycznia 2019
26	19 kwietnia 2019
27	19 lipca 2019
28	18 października 2019

3.4 Naliczanie odsetek

- (a) Kwota Odsetek obliczana jest odrębnie dla każdego Okresu Odsetkowego. W przypadku opóźnienia w zapłacie należności głównej Obligatariuszowi będą przysługiwały odsetki ustawowe od niezapłaconej należności głównej.
- (b) W przypadku, gdy Kwota Odsetek naliczana ma być za okres krótszy niż pełny Okres Odsetkowy, będzie ona obliczana w oparciu o rzeczywistą liczbę dni w okresie od poprzedniego Dnia Płatności Odsetek (włącznie), albo Daty Emisji w przypadku pierwszego Okresu Odsetkowego, do dnia, w którym Obligacje zostaną wykupione (z wyłączeniem tego dnia).

3.5 Obliczenie Kwoty Odsetek

W Dniu Roboczym następującym po Dacie Ustalenia Stopy Procentowej (zdefiniowanej poniżej) Agent Kalkulacyjny obliczy Kwotę Odsetek za dany Okres Odsetkowy od każdej Obligacji według następującej formuły:

$$KO = SP\% \times WN \times \frac{LD}{365}$$

gdzie:

- KO** oznacza Kwotę Odsetek od każdej Obligacji za dany Okres Odsetkowy;
- SP** oznacza Stopę Procentową dla danego Okresu Odsetkowego ustaloną zgodnie z paragrafem 3.6 niniejszych Warunków Emisji;
- WN** oznacza Należność Główną każdej Obligacji;
- LD** oznacza liczbę dni w danym Okresie Odsetkowym,

po zaokrągleniu wyniku tego obliczenia do najbliższego grosza (przy czym pół i więcej grosza będzie zaokrąglone w górę).

3.6 Ustalenie Stopy Procentowej

- (a) Stopą Procentową dla danego Okresu Odsetkowego będzie Stopa Bazowa (zdefiniowana poniżej) powiększona o marżę odsetkową wynoszącą 1,50% w skali roku.
- (b) Stopa Bazowa zostanie określona w Dacie Ustalenia Stopy Procentowej. Stopa Bazowa będzie równa stawce WIBOR (Warsaw Interbank Offered Rate) podanej przez Monitor Rates Services Reuters przez odniesienie do strony „WIBO” lub każdego jej oficjalnego następcy dla depozytów 3-miesięcznych wyrażonych w PLN z kwotowania na fixingu o godz. 11:00 lub około tej godziny czasu warszawskiego, publikowanych w Dacie Ustalenia Stopy Procentowej.
- (c) W przypadku, gdy Stopa Bazowa nie będzie dostępna o godzinie 11:00 lub około tej godziny czasu warszawskiego w Dacie Ustalenia Stopy Procentowej, zostanie ona ustalona przez Agenta Kalkulacyjnego w oparciu o stopy procentowe dla 3-miesięcznych depozytów złotówkowych, oferowane w tym czasie przez każdy z Banków Referencyjnych pod warunkiem, że co najmniej cztery Banki Referencyjne podadzą stopy procentowe. W takim przypadku Stopa Bazowa będzie to średnia arytmetyczna stóp podanych przez Banki Referencyjne po odrzuceniu najwyższej i najniższej stopy podanej przez Banki Referencyjne,

przy czym - jeśli będzie to konieczne - będzie ona zaokrąglona do drugiego miejsca po przecinku (a 0,005% będzie zaokrąglone w górę).

- (d) W przypadku, gdy Stopa Procentowa nie może być ustalona zgodnie z powyższymi postanowieniami, Stopa Procentowa zostanie ustalona na podstawie ostatniej dostępnej Stopy Bazowej równej stawce WIBOR (*Warsaw Interbank Offered Rate*) podanej przed Datą Ustalenia Stopy Procentowej przez Monitor Rates Services Reuters przez odniesienie do strony „WIBO” lub każdego jej oficjalnego następcy dla depozytów 3-miesięcznych wyrażonych w PLN.

gdzie:

„Banki Referencyjne”	oznacza PKO Bank Polski S.A., ING Bank Śląski S.A., Bank Pekao S.A., BRE Bank S.A., Bank Handlowy w Warszawie S.A.;
„Data Ustalenia Stopy Procentowej”	oznacza dzień przypadający na 3 Dni Robocze przed pierwszym dniem Okresu Odsetkowego, w którym ma obowiązywać dana Stopa Procentowa;
„Stopa Bazowa”	oznacza stopę bazową ustaloną zgodnie z paragrafem 3.6 (<i>Ustalenie Stopy Procentowej</i>) powyżej.

3.7 Zmiany Stopy Procentowej w przypadku Podwyższenia Ratingu albo Obniżenia Ratingu

3.7.1 W przypadku Podwyższenia Ratingu albo Obniżenia Ratingu, oprocentowanie Obligacji będzie podlegać korekcie w następujący sposób:

- (a) dopóki rating kredytowy przyznany Emitentowi przez Agencję Ratingową będzie odpowiadać co najmniej Ratingowi Inwestycyjnemu, Stopa Procentowa będzie ustalana zgodnie z paragrafem 3.6 powyżej. Dla uniknięcia wątpliwości, marża odsetkowa pozostanie na poziomie marży odsetkowej określonej w paragrafie 3.6.1 niezależnie od wzrostu ratingu kredytowego przyznanego Emitentowi powyżej Ratingu Inwestycyjnego;
- (b) od pierwszego Dnia Płatności Kwot do Zapłaty (włącznie z tą datą) (1) po dacie Obniżenia Ratingu lub dacie Podwyższenia Ratingu do ratingu kredytowego BB+/Ba1 bądź niższego lub (2) po dacie, w której żaden rating kredytowy nie zostanie przyznany Emitentowi lub rating kredytowy zostanie wycofany w stosunku do Emitenta w wyniku czego Emitent pozostanie bez ratingu kredytowego, marża odsetkowa będzie odpowiadać marży odsetkowej określonej w paragrafie 3.6.1 powyżej powiększonej o Marżę z tytułu Obniżenia Ratingu (łącznie określanej jako „**Podwyższona Marża**”). Dla uniknięcia wątpliwości, marża odsetkowa pozostanie na poziomie Podwyższonej Marży niezależnie od dalszego obniżenia ratingu kredytowego Emitenta poniżej BB+/Ba1; oraz

3.7.2 w przypadku, gdy żadna Agencja Ratingowa nie przyzna Emitentowi ratingu kredytowego, lub jeżeli nastąpi Obniżenie Ratingu do ratingu kredytowego BB+/Ba1 bądź niższego i następnie nastąpi Podwyższenie Ratingu do Ratingu Inwestycyjnego w tym samym Okresie Odsetkowym, Stopa Procentowa nie ulegnie podwyższeniu ani obniżeniu w wyniku zaistnienia któregokolwiek z tych zdarzeń.

3.7.3 Tak długo jak Obligacje będą pozostawać niewykupione, Emitent dołoży wszelkich rozsądnych starań, aby został mu przyznany rating kredytowy przez co najmniej jedną Agencję Ratingową.

3.7.4 Niezależnie od jakiegokolwiek innego postanowienia zawartego w Warunkach Emisji, nie będzie żadnej korekty stopy oprocentowania Obligacji (1) na podstawie jakiegokolwiek ratingu przyznanego przez którąkolwiek Agencję Ratingową działającą nie na zlecenie (*unsolicited*) Emitenta nawet jeśli w danym czasie taki rating będzie jedynym ratingiem przyznanym Emitentowi, oraz (2) po wystosowaniu przez Emitenta zawiadomienia o wcześniejszym wykupie na podstawie paragrafu 4.2.

3.7.5 Liczba korekt oprocentowania Obligacji, które mogą być dokonane na podstawie niniejszego paragrafu 3.7 będzie nieograniczona, pod warunkiem, że przed Datą Wykupu marża odsetkowa

nie będzie niższa niż marża odsetkowa określona w paragrafie 3.6.1 ani wyższa niż Podwyższona Marża.

- 3.7.6 Jeśli oceny ratingowe stosowane przez którąkolwiek z Agencji Ratingowych spośród agencji Fitch, Moody's lub S&P zostaną zmienione z ocen opisanych w niniejszym paragrafie 3.7, Emitent określi takie oceny ratingowe Fitch, Moody's lub S&P (w zależności od tego co będzie miało zastosowanie), które będą najbliższe odpowiadają wcześniejszym ocenom ratingowym Fitch, Moody's lub S&P a niniejszy paragraf 3.7 będzie rozumiany odpowiednio.
- 3.7.7 Emitent spowoduje, że Agent Kalkulacyjny i Agent ds. Płatności zostanie niezwłocznie zawiadomiony o wystąpieniu zdarzenia powodującego korektę stopy oprocentowania Obligacji zgodnie z niniejszym paragrafem 3.7.

gdzie:

„**Marża z tytułu Obniżenia Ratingu**” oznacza 100 punktów bazowych.

4. Wykup Obligacji

- 4.1 Emitent zapłaci w dniu 18 października 2019 roku („**Data Wykupu**”) za każdą Obligację kwotę równą Należności Głównej. Płatności z tytułu Obligacji będą dokonywane na rzecz podmiotów, którzy są Obligatariuszami na Dzień Ustalenia Praw do Świadczeń z Obligacji. Jeżeli jednak Data Wykupu przypadnie na dzień niebędący Dniem Roboczym, powyższa zapłata nastąpi w pierwszym Dniu Roboczym przypadającym po Dacie Wykupu, bez prawa żądania odsetek za opóźnienie lub jakichkolwiek innych dodatkowych płatności. Płatności z tytułu Obligacji dokonywane będą za pośrednictwem KDPW i właściwego Depozytariusza na podstawie i zgodnie z odpowiednimi regulaminami KDPW i regulacjami danego Depozytariusza.
- 4.2 Jeżeli Skarb Państwa utraci, bezpośrednio lub pośrednio, kontrolę nad Emitentem (przy czym przez kontrolę rozumie się posiadanie powyżej 50% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu Emitenta) („**Zmiana Kontroli**”) i w wyniku Zmiany Kontroli co najmniej jedna z Agencji Ratingowych dokona Obniżenia Ratingu, Emitent będzie uprawniony do zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy celem podjęcia uchwały o wyłączeniu możliwości wcześniejszego wykupu w wyniku Zmiany Kontroli. W przypadku braku podjęcia przez Zgromadzenie Obligatariuszy uchwały o wyłączeniu możliwości wcześniejszego wykupu w wyniku Zmiany Kontroli w ciągu 45 dni od powzięcia przez Emitenta informacji o Obniżeniu Ratingu w wyniku Zmiany Kontroli każdy z Obligatariuszy w okresie 60 dni od daty wyznaczonego Zgromadzenia Obligatariuszy lub upływu terminu na odbycie Zgromadzenia Obligatariuszy będzie miał prawo przedstawienia posiadanych przez siebie Obligacji do wcześniejszego wykupu („**Opcja Obligatariusza Wcześniejszego Wykupu**”). Wcześniejszy wykup będzie dokonany przez Emitenta w ciągu 45 dni od daty zgłoszenia przez Obligatariusza pisemnego żądania. Do wcześniejszego wykupu Obligacji zastosowanie mają zapisy dotyczące wykupu Obligacji. Wykup Obligacji będzie dokonany poprzez zapłatę Wartości Nominalnej Obligacji powiększonej o naliczone proporcjonalnie odsetki.

5. Depozyt

- 5.1 Obligacje zostaną zarejestrowane w Depozycie, o którym mowa w art. 5a ust. 6 Ustawy o Obligacjach.
- 5.2 Rejestracja w Depozycie nastąpi zgodnie z §11 Szczegółowych Zasad KDPW w wyniku dokonanego przez KDPW rozliczenia i rozrachunku zawartych transakcji, prowadzącego do zapisania Obligacji na kontach ewidencyjnych uczestników jednocześnie z obciążeniem ich rachunków pieniężnych, w oparciu o instrukcje rozliczeniowe dostarczone do KDPW.
- 5.3 Z zastrzeżeniem paragrafu 5.4 poniżej, Obligacje zostaną zapisane na Rachunkach Papierów Wartościowych i będą przysługiwały Obligatariuszom będącym posiadaczami Rachunków Papierów Wartościowych.
- 5.4 Obligacje zostaną zapisane na Rachunkach Zbiorczych i będą przysługiwały osobom wskazanym podmiotowi prowadzącemu Rachunek Zbiorczy przez posiadacza tego Rachunku Zbiorczego jako osobom uprawnionym z Obligacji zapisanych na takim Rachunku Zbiorczym.
- 5.5 Przenoszenie praw z Obligacji następuje zgodnie z przepisami Ustawy o Obrocie oraz regulacjami ASO lub Rynku Regulowanego, w zależności od tego, na którym rynku Obligacje będą notowane.

6. Sposób Wyплаты Świadczeń Pieniężnych z Obligacji

- 6.1 Płatności z tytułu Obligacji dokonywane będą za pośrednictwem KDPW i właściwego Depozytariusza na podstawie i zgodnie z odpowiednimi regulaminami KDPW i regulacjami danego Depozytariusza.
- 6.2 Wszelkie płatności z tytułu świadczeń z Obligacji dokonywane będą w drodze przelewu na wskazany rachunek Obligatariusza w dniu, w którym przypada dana data płatności.
- 6.3 Informacje o numerze rachunku bankowego oraz wszelkie inne informacje i dokumenty wymagane przez podmiot prowadzący Rachunek Papierów Wartościowych lub Rachunek Zbiorczy winny być przekazane w formie i terminach określonych w regulacjach podmiotu prowadzącego Rachunek Papierów Wartościowych lub podmiotu prowadzącego Rachunek Zbiorczy. Dla uniknięcia wątpliwości brak płatności na rzecz Obligatariuszy, spowodowany nie przekazaniem przez Obligatariusza informacji o numerze rachunku bankowego nie stanowi Przypadku Naruszenia Warunków Emisji, o którym mowa w paragrafie 8.1 Warunków Emisji.
- 6.4 Wszelkie płatności z tytułu Obligacji będą dokonywane bez potrąceń z tytułu roszczeń wzajemnych (chyba że takie potrącenia były wymagane zgodnie z prawem) oraz będą dokonywane z uwzględnieniem przepisów prawa obowiązującego w dniu dokonania płatności. W szczególności wysokość odsetek płatnych z tytułu Obligacji może być ograniczona przez przepisy określające wysokość odsetek maksymalnych wynikających z czynności prawnych.

7. Opodatkowanie

- 7.1 Wszelkie płatności z tytułu Obligacji będą dokonywane z uwzględnieniem potrąceń lub pobrań z tytułu podatków, opłat lub innych należności publicznoprawnych, jeśli wynikają one z mocy przepisów wydanych w Rzeczypospolitej Polskiej w odniesieniu do Obligacji.
- 7.2 Emitent nie będzie dokonywał na rzecz Obligatariuszy zwrotu kwot wyrównujących pobrane podatki ani żadnych dodatkowych płatności, jeżeli z jakiegokolwiek płatnością z tytułu Obligacji związany będzie obowiązek pobrania i zapłaty jakiegokolwiek podatku, opłaty lub innych należności publicznoprawnych. Obligatariusz przekaze odpowiedniemu Depozytariuszowi wszelkie informacje i dokumenty niezbędne do obsługi zobowiązań Obligatariusza z tytułu podatków, w zakresie i w terminach wymaganych przez tego Depozytariusza.
- 7.3 Jeżeli Obligatariusz nie przekaze odpowiedniemu Depozytariuszowi informacji i dokumentów niezbędnych do zastosowania obniżonej lub zerowej stawki opodatkowania, podatek zostanie odprowadzony w pełnej wysokości, zgodnie z przepisami prawa. Obligatariusz zobowiązany jest dostarczyć Depozytariuszowi wszelkie informacje wymagane przez obowiązujące przepisy prawa w związku z płatnością Podatku Dochodowego.
- 7.4 Postanowienia zawarte w niniejszym paragrafie będą miały zastosowanie, o ile nie będą sprzeczne z obowiązującymi w danym czasie przepisami prawa.

8. Przypadki Naruszenia Warunków Emisji

Każde z poniższych zdarzeń, będzie zwane „**Przypadkiem Naruszenia Warunków Emisji**”:

- 8.1 Niedokonanie płatności: Emitent nie dokonał w terminie określonym w niniejszych Warunkach Emisji jakiegokolwiek płatności Kwoty do Zapłaty z tytułu Obligacji;
- 8.2 Naruszenie Zadłużenia Finansowego: Zadłużenie Finansowe Emitenta i/lub Kluczowego Podmiotu Zależnego, w łącznej kwocie przekraczającej 300.000.000 PLN lub jej równowartości w innej walucie wg kursu średniego NBP (z dnia niedokonania płatności lub postawienia w stan wymagalności): (i) nie zostało spłacone w terminie (z uwzględnieniem odpowiedniego okresu na usunięcie naruszenia takiego zobowiązania jeśli jest on przewidziany w dokumentacji danego Zadłużenia Finansowego) lub (ii) stało się wymagalne przed ustalonym terminem wymagalności takiego Zadłużenia Finansowego z powodu zażądania przez wierzyciela wcześniejszej spłaty takiego Zadłużenia Finansowego w wyniku wystąpienia przypadku naruszenia, dowolnie opisanego w dokumentacji danego Zadłużenia Finansowego;
- 8.3 Niewypłacalność: (i) Emitent stał się niewypłacalny w rozumieniu Ustawy PUiN; lub (ii) Emitent uznał na piśmie swoją niewypłacalność; lub (iii) Emitent złożył wniosek o ogłoszenie upadłości; lub (iv) Emitent złożył oświadczenie o wszczęciu postępowania naprawczego, o którym mowa w art. 494 Ustawy PUiN; lub (v) wierzyciel Emitenta złożył w sądzie wniosek o ogłoszenie upadłości Emitenta, chyba że wniosek taki będzie oczywiście bezzasadny lub zostanie oddalony w terminie 120 dni; lub (vi) ze względu na swoją trudną sytuację finansową, Emitent przystąpi do negocjacji z jednym lub kilkoma

- wierzycielami w celu restrukturyzacji swojego zadłużenia lub podjęte zostaną działania (obejmujące m.in. złożenie wniosku lub propozycji albo zwołanie walnego zgromadzenia akcjonariuszy) mające na celu zawarcie przez Emitenta układu z wierzycielami; lub (vii) zwołane zostanie walne zgromadzenie akcjonariuszy Emitenta w celu podjęcia uchwały dotyczącej rozwiązania bądź otwarcia likwidacji Emitenta lub podjęta zostanie decyzja o rozwiązaniu bądź otwarciu likwidacji Emitenta lub podjęte zostaną inne działania mające na celu rozwiązanie Emitenta; lub (viii) w odniesieniu do majątku Emitenta wyznaczony zostanie likwidator, syndyk, zarządca lub administrator, albo zarząd Emitenta złoży wniosek o wyznaczenie likwidatora, syndyka, zarządcy, administratora lub innego urzędnika mającego pełnić podobne funkcje;
- 8.4 Niewykonanie orzeczeń: Emitent nie dokonał płatności z tytułu prawomocnych orzeczeń lub ostatecznych decyzji administracyjnych nakazujących zapłatę w łącznej kwocie przekraczającej 5.000.000 PLN lub jej równowartości w innej walucie wg kursu średniego NBP z dnia niedokonania płatności;
- 8.5 Zabezpieczenie Zadłużenia Finansowego:
- 8.5.1 Z zastrzeżeniem paragrafów 8.5.2 oraz 8.5.3 poniżej, Emitent lub jakakolwiek Spółka Grupy Kapitałowej Emitenta ustanowiła Zabezpieczenie lub Zabezpieczoną Gwarancję w celu zabezpieczenia zobowiązań wynikających z Zadłużenia Finansowego, chyba że Emitent lub Spółka Grupy Kapitałowej Emitenta w tym samym czasie ustanowiła takie samo Zabezpieczenie lub taką samą Zabezpieczoną Gwarancję w celu zabezpieczenia zobowiązań Emitenta wynikających z Obligacji.
- 8.5.2 Emitent lub Spółka Grupy Kapitałowej Emitenta może ustanowić w celu zabezpieczenia zobowiązań wynikających z Zadłużenia Finansowego Emitenta lub Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta:
- (a) Zabezpieczenia lub Zabezpieczone Gwarancje ustanowione w ramach bieżącej działalności w celu zabezpieczenia Zadłużenia Finansowego o okresie wymagalności krótszym niż 12 miesięcy;
 - (b) Zabezpieczenia lub Zabezpieczone Gwarancje ustanowione w związku z wymogami prawa oraz w ramach bieżącej działalności Emitenta lub Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta;
 - (c) Zabezpieczenia lub Zabezpieczone Gwarancje ustanowione w celu nettingu, potrącenia wierzytelności lub restrukturyzacji istniejącego Zadłużenia Finansowego;
 - (d) Zabezpieczenia na majątku Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta realizujących projekt finansowany w drodze Zadłużenia Project Finance;
 - (e) Zabezpieczenia na udziałach lub akcjach w kapitale zakładowym Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta realizujących projekt finansowany w drodze Zadłużenia Project Finance;
 - (f) Poręczenia Emitenta;
 - (g) Poręczenia Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta;
- ustanowione na aktywach o wartości nie przekraczającej 15% wartości Skonsolidowanych Aktywów Trwałych.
- 8.5.3 Emitent lub Spółka Grupy Kapitałowej Emitenta może ustanowić w celu zabezpieczenia zobowiązań wynikających z Zadłużenia Finansowego Emitenta lub Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta zabezpieczenia inne niż wskazane w punktach od 8.5.2 (a) – 8.5.2 (g) powyżej o łącznej wartości nie przekraczającej 3% wartości Skonsolidowanych Aktywów Trwałych Grupy.
- 8.5.4 Niezależnie od treści paragrafów 8.5.1, 8.5.2 oraz 8.5.3 Emitent może udzielić gwarancji, niestanowiącej Zabezpieczonej Gwarancji, za zobowiązania Spółki Grupy Kapitałowej Emitenta emitującej euroobligacje, w związku z planowaną emisją euroobligacji przez taką Spółkę Grupy Kapitałowej Emitenta.
- 8.6 Utrata statusu: Obligacje utraciły status opisany w paragrafie 2.6 Warunków Emisji;

- 8.7 Naruszenie Wskaźnika: na Dzień Badania Wskaźnik Dźwigni Finansowej, obliczony zgodnie z paragrafem 19 Warunków Emisji, będzie wyższy niż 3,5x;
- 8.8 Inne naruszenie: Emitent naruszył swoje zobowiązanie, o którym mowa w paragrafie 17.2 Warunków Emisji i takie naruszenie nie zostanie usunięte w terminie 30 Dni Roboczych.

9. Następstwa Wystąpienia Przypadku Naruszenia Warunków Emisji

- 9.1 W przypadku, gdy wystąpi Przypadek Naruszenia Warunków Emisji opisany w paragrafie 8.1 Warunków Emisji, każdy Obligatariusz będzie miał prawo żądania natychmiastowego wykupu Obligacji.
- 9.2 W przypadku, gdy wystąpi i będzie trwał Przypadek Naruszenia Warunków Emisji, inny niż opisany w paragrafie 8.1 Warunków Emisji, każdy Obligatariusz będzie miał prawo żądania zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy celem podjęcia uchwały o właściwych środkach ochrony praw Obligatariuszy, w tym uchwały o natychmiastowym wykupie Obligacji.
- 9.3 W przypadku opisanym w paragrafie 9.1 lub jeśli Zgromadzenie Obligatariuszy podejmie uchwałę w sprawie natychmiastowego wykupu Obligacji wówczas każdy Obligatariusz może doręczyć Emitentowi (z kopią do Agenta i BondSpot lub GPW) pisemne żądanie natychmiastowego wykupu Obligacji posiadanych przez tego Obligatariusza. Dla skutecznego doręczenia powyższego żądania Obligatariusz powinien: (i) wskazywać podstawę żądania natychmiastowego wykupu; oraz (ii) dostarczyć kopię należycie podjętej uchwały Zgromadzenia Obligatariuszy zezwalającej Obligatariuszom na żądanie wcześniejszego wykupu Obligacji w związku z wystąpieniem Przypadku Naruszenia Warunków Emisji opisanym w paragrafach od 8.2 do 8.8 Warunków Emisji nie później jednak niż w terminie 15 Dni Roboczych od podjęcia takiej uchwały; (iii) dostarczyć dokument wystawiony przez Depozytariusza potwierdzający, iż ten Obligatariusz jest posiadaczem Obligacji oraz (iv) w przypadku Obligatariuszy Nierezydentów – Certyfikat Rezydencji. Jednakże, w przypadku usunięcia skutków danego Przypadku Naruszenia Warunków Emisji opisanego w paragrafach od 8.2 do 8.8 Warunków Emisji do dnia podjęcia przez Zgromadzenie Obligatariuszy uchwały w przedmiocie wcześniejszego wykupu, takie zdarzenie nie będzie stanowiło podstawy żądania natychmiastowego wykupu Obligacji. Skuteczne doręczenie żądania natychmiastowego wykupu Obligacji powoduje, że Obligacje posiadane przez takiego Obligatariusza stają się wymagalne w terminie 10 Dni Roboczych od dnia złożenia takiego żądania („**Data Wcześniejszej Wymagalności**”), w związku z czym Należność Główna takich Obligacji powiększona o Kwotę Odsetek od takich Obligacji narosła od rozpoczęcia danego Okresu Odsetkowego do Dacie Wcześniejszej Wymagalności winna być zapłacona przez Emitenta Obligatariuszowi, który złożył żądanie wcześniejszego wykupu w Dacie Wcześniejszej Wymagalności bez dodatkowych działań lub formalności. Wcześniejszy wykup dokonywany jest zgodnie z regulacjami KDPW.

10. Likwidacja

W dniu otwarcia likwidacji Emitenta Obligacje stają się natychmiast wymagalne i płatne. Emitent jest zobowiązany zapłacić w tym dniu Należność Główną wraz z Kwotą Odsetek narosłą za czas od dnia rozpoczęcia Okresu Odsetkowego, w którym nastąpiło otwarcie likwidacji do dnia otwarcia likwidacji.

11. Przedawnienie

Roszczenia wynikające z Obligacji przedawniają się z upływem 10 lat.

12. Depozyt Sądowy

12.1 Jeżeli:

- 12.1.1 Depozytariusz nie otrzymał od Obligatariusza informacji wymaganych w celu wypłacenia mu Kwoty do Zapłaty;
- 12.1.2 istnieje spór co do tego, kto jest uprawniony do otrzymania świadczeń z Obligacji;
- 12.1.3 dokonanie wypłaty Kwoty do Zapłaty na rzecz Obligatariusza powodowałoby naruszenie przepisów prawa lub naraziłoby Depozytariusza na grzywnę lub karę innego rodzaju,

Depozytariusz zawiadomi o powyższym fakcie Emitenta niezwłocznie oraz zgodnie z jego instrukcją podejmie wszelkie niezbędne czynności mające na celu złożenie do Depozytu Sądowego w imieniu Emitenta Kwoty do Zapłaty z tytułu Obligacji lub wpłaci Kwotę do Zapłaty na wskazany przez

Emitenta rachunek bankowy nie później niż następnego Dnia Roboczego po otrzymaniu instrukcji od Emitenta.

- 12.2 Brak płatności wynikający z przekazania Kwoty do Zapłaty do Depozytu Sądowego lub na rachunek wskazany przez Emitenta zgodnie z paragrafem 12.1 nie będzie stanowić Przypadku Naruszenia Warunków Emisji.

13. Prawo właściwe

- 13.1 Obligacje są wyemitowane zgodnie z prawem polskim i temu prawu podlegają.

14. Funkcja Dealerów

- 14.1 Dealerzy nie ponoszą odpowiedzialności za jakąkolwiek szkodę, jaka może powstać w związku z niewykonaniem lub nienależytym wykonaniem przez Emitenta obowiązków określonych w niniejszych Warunkach Emisji Obligacji.

- 14.2 W sprawach związanych z Obligacjami, Dealerzy działają wyłącznie jako pełnomocnicy Emitenta i nie ponoszą żadnej odpowiedzialności w stosunku do Obligatariuszy w zakresie płatności przez Emitenta Kwot do Zapłaty, ani za żadne inne obowiązki Emitenta wynikające z Obligacji. Dealerzy nie pełnią funkcji banków reprezentantów w rozumieniu art. 29 Ustawy o Obligacjach, ani nie są zobowiązani do reprezentowania Obligatariuszy wobec Emitenta.

- 14.3 Dealerzy w ramach prowadzonej działalności współpracują z Emitentem w zakresie różnych usług i posiadają informacje, które mogą być istotne w kontekście sytuacji finansowej Emitenta oraz jego możliwości wywiązywania się z zobowiązań wynikających z Obligacji, jednakże nie są uprawnieni do ich udostępniania Obligatariuszom, chyba, że Emitent wyraźnie wskaże dokumenty i informacje, które mają być przekazane Obligatariuszom w związku z Obligacjami i pełnieniem funkcji Dealerów. Wykonywanie przez Dealerów określonych czynności oraz pełnienie określonych funkcji w związku z Obligacjami nie uniemożliwia Dealerom oraz ich podmiotom zależnym lub stowarzyszonym a także grupom kapitałowym, do których należą, świadczenia Emitentowi innych usług, doradzania Emitentowi lub współpracy z Emitentem w każdym innym dowolnym zakresie lub formie.

- 14.4 W przypadku niedokonania płatności przez Emitenta, Depozytariusz wyda każdemu Obligatariuszowi na jego pisemne żądanie dokument, w którym stwierdzi brak płatności lub dokonanie częściowej płatności z tytułu Obligacji w dniu jej wymagalności, a Obligatariusze będą dochodzić swoich praw bezpośrednio od Emitenta przy zastosowaniu właściwych środków prawnych oraz procedury określonej w niniejszych Warunkach Emisji. Depozytariusz oraz Dealerzy nie są zobowiązani do reprezentowania Obligatariuszy, asystowania przy jakimkolwiek roszczeniu lub żądaniu dokonania zapłaty w stosunku do Emitenta. Jedynym uprawnionym do takiego działania jest Obligatariusz.

- 14.5 Żaden z Dealerów nie dokonuje oceny korzyści ani ryzyka inwestycji w Obligacje i nie ponosi odpowiedzialności za żadną stratę ani szkodę poniesioną przez Obligatariuszy w związku z nabyciem Obligacji.

15. Siedziba Emitenta i Dealerów

W Dacie Emisji Obligacji, na potrzeby niniejszej Serii Obligacji:

ENERGA S.A. ma swoją siedzibę w Gdańsku, adres: al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk;

Bank Polska Kasa Opieki S.A. ma swoją siedzibę w Warszawie, adres: ul. Żwirki i Wigury 31, 02-091 Warszawa;

BRE Bank S.A. ma swoją siedzibę w Warszawie, adres: ul. Senatorska 18, 00-950 Warszawa

zwane dalej „**Siedzibami**” lub „**Siedzibą**”

16. Zawiadomienia

- 16.1 Jeśli Warunki Emisji lub regulacje KDPW, ASO lub Rynku Regulowanego (w zależności od tego, na którym rynku Obligacje będą notowane) nie stanowią inaczej wszelkie zawiadomienia Emitenta kierowane do Obligatariuszy będą dokonywane w formie raportu bieżącego publikowanego zgodnie z wymogami regulaminów obowiązujących na rynku, na jakim Obligacje będą notowane.

16.2 Wszelkie zawiadomienia kierowane do Emitenta lub Agenta będą uważane za doręczone, jeżeli zostały wysłane listem poleconym lub pocztą kurierską pod adres siedziby danego podmiotu oraz gdy podmiot wysyłający takie zawiadomienie otrzyma potwierdzenie jego doręczenia.

17. Obowiązki informacyjne

17.1 Emitent do Daty Wykupu Obligacji zobowiązany jest zgodnie z wymogami artykułu 10 ust. 4 Ustawy o Obligacjach udostępniać Obligatariuszom swoje roczne sprawozdania finansowe wraz z opinią biegłego rewidenta. Sprawozdania finansowe dostępne są w siedzibie Emitenta oraz na stronie internetowej Emitenta (www.energa.pl) lub każdej innej, która ją zastąpi.

17.2 W przypadku, gdy Obligacje przestaną być rejestrowane w KDPW lub notowane na ASO lub na Rynku Regulowanym, Emitent do Daty Wykupu Obligacji będzie zobowiązany do przekazywania w celu udostępnienia Obligatariuszom Agentowi ds. Płatności lub odpowiednio Sub-Agentowi ds. Płatności śródroczne skrócone jednostkowe oraz skonsolidowane sprawozdania finansowe wraz z raportem z przeglądu audytora nie później niż w ciągu 2 (dwóch) miesięcy od końca danego półrocza.

17.3 Emitent będzie zobowiązany do wykonywania obowiązków informacyjnych wymaganych przez przepisy prawa właściwe dla rynku, na którym Obligacje będą notowane.

18. Notowanie Obligacji na ASO lub na Rynku Regulowanym

18.1 Emitent zobowiązuje się spowodować dopuszczenie oraz wprowadzenie Obligacji do obrotu w ASO w terminie do 30 dni od Daty Emisji.

18.2 Po dopuszczeniu oraz wprowadzeniu Obligacji do notowań na ASO Emitent może spowodować dopuszczenie oraz wprowadzenie Obligacji do notowań na Rynku Regulowanym bez odrębnej zgody Obligatariuszy.

18.3 Emitent uprawniony będzie do przenoszenia Obligacji pomiędzy ASO a Rynkiem Regulowanym lub odwrotnie bez odrębnej zgody Obligatariuszy, po spełnieniu wymogów właściwych dla rynku, na którym Obligacje mają być notowane.

19. Wyliczenie Wskaźnika Dźwigni Finansowej

19.1 Obliczenie Wskaźnika Dźwigni Finansowej będzie następowało na Dzień Badania w oparciu o odpowiednie skonsolidowane sprawozdania finansowe Grupy, sporządzone wg MSSF.

19.2 Pierwsze wyliczenie Wskaźnika Dźwigni Finansowej nastąpi 31 grudnia 2012 roku.

19.3 Emitent będzie udostępniał Obligatariuszom Zaświadczenie Zgodności zawierające wyliczenie Wskaźnika Dźwigni Finansowej na podstawie:

19.3.1 kwartalnych niezauzduygowanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Emitenta, sporządzonych wg MSSF, w terminie 45 dni od daty zakończenia danego kwartału;

19.3.2 śródrocznych oraz rocznych niezauzduygowanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Emitenta, sporządzonych wg MSSF, w terminie 45 dni od daty zakończenia danego półrocza lub roku sprawozdawczego wraz z tymi sprawozdaniami;

19.3.3 rocznych zaudygowanych przez biegłego rewidenta skonsolidowanych sprawozdań finansowych Emitenta, sporządzonych wg MSSF, w terminie 15 dni od otrzymania opinii biegłego rewidenta, jednak nie później niż 90 dni od zakończenia danego roku sprawozdawczego wraz z tymi sprawozdaniami.

19.4 Wskaźnik Dźwigni Finansowej będzie jednokrotnie w danym roku potwierdzany przez audytora Emitenta według stanu na Dzień Badania przypadający 31 grudnia danego roku.

19.5 Wszelkie informacje finansowe mają i winny mieć postać danych skonsolidowanych i być sporządzonych wg MSSF.

ZAŁĄCZNIK DO WARUNKÓW EMISJI OBLIGACJI – REGULAMIN ZGROMADZENIA OBLIGATARIUSZY

1. Postanowienia ogólne

(a) Niniejszy Regulamin Zgromadzenia Obligatariuszy znajduje zastosowanie do wszystkich Obligacji danej Serii, które pozostają niewykupione na dzień Zgromadzenia Obligatariuszy.

- (b) Terminy niezdefiniowane w niniejszym Regulaminie Zgromadzenia Obligatariuszy mają znaczenie nadane im w Warunkach Emisji.

2. Zwoływanie Zgromadzenia

- (a) Zgromadzenie Obligatariuszy jest zwoływane przez
 - (i) Emitenta z jego własnej inicjatywy lub na wniosek Obligatariusza lub
 - (ii) Agenta na wniosek Obligatariusza.

Jeżeli Emitent nie wystosuje zawiadomienia o zwołaniu Zgromadzenia Obligatariuszy w terminie trzech Dni Roboczych od dnia złożenia wniosku przez Agenta, Agent będzie upoważniony do zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy.
- (b) Zgromadzenia Obligatariuszy odbywają się w Warszawie. Dokładne miejsce Zgromadzenia ustala Agent lub Emitent, zależnie od tego, który z nich zwołuje dane Zgromadzenie Obligatariuszy.
- (c)
 - (i) W przypadku zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy przez Emitenta, Zgromadzenie Obligatariuszy jest zwoływane w formie raportu bieżącego zgodnie z postanowieniami paragrafu 16 (Zawiadomienia) Warunków Emisji. W raporcie, Emitent wskazuje datę, godzinę i miejsce rozpoczęcia obrad, a także powód zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy. Emitent jest zobowiązany wysłać zawiadomienia o zwołaniu Zgromadzenia Obligatariuszy również bezpośrednio do Agenta w dniu opublikowania raportu bieżącego (**Data Zwołania Zgromadzenia**).
 - (ii) W przypadku zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy przez Agenta, Zgromadzenie Obligatariuszy jest zwoływane w drodze publikacji ogłoszenia w „Rzeczpospolitej” lub, w przypadku gdy „Rzeczpospolita” przestanie być wydawana, innego dziennika o zasięgu ogólnopolskim, wskazującego datę, godzinę i miejsce rozpoczęcia obrad, a także powód zwołania Zgromadzenia. Datę publikacji ogłoszenia uważa się za Datę Zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy. Jednocześnie z publikacją ogłoszenia, Agent wyśle Emitentowi zawiadomienie o zwołaniu Zgromadzenia Obligatariuszy wskazujące datę, godzinę i miejsce rozpoczęcia obrad, a także powód zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy. W przypadku zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy przez Agenta, Agent będzie dokonywał odpowiednich czynności po uprzednim pokryciu kosztów zwołania Zgromadzenia Obligatariuszy przez Emitenta lub ewentualnie – Obligatariuszy.
- (d) Zgromadzenie Obligatariuszy będzie uznane za zwołane w sposób ważny, jeżeli zawiadomienie o jego zwołaniu zostanie ogłoszone na co najmniej 30 dni przed jego planowaną datą odbycia Zgromadzenia Obligatariuszy.
- (e) Pod warunkiem prawidłowego zawiadomienia o zwołaniu Zgromadzenia Obligatariuszy, zgodnie z procedurą opisaną w ppkt (c) i (d) powyżej, brak powiadomienia Obligatariusza, który nabył Obligacje pomiędzy Datą Zwołania Zgromadzenia a datą Zgromadzenia Obligatariuszy, nie ma wpływu na ważność Zgromadzenia Obligatariuszy.
- (f) Osoby reprezentujące Obligatariusza na Zgromadzeniu Obligatariuszy powinny przedstawić świadectwo depozytowe wystawione przez Depozytariusza nie wcześniej niż na dwa Dni Robocze przed datą zgromadzenia i ważne do i na dzień zgromadzenia oraz udowodnić upoważnienie do działania w imieniu Obligatariusza, przedstawiając aktualną kopię wypisu z rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego (wydanego nie wcześniej niż trzy miesiące przed datą Zgromadzenia Obligatariuszy), do którego dany Obligatariusz jest wpisany, lub inny dokument stwierdzający, że dana osoba jest upoważniona do działania w imieniu danego Obligatariusza. Obligatariusz może być reprezentowany przez pełnomocnika. Obligatariusz może występować jako pełnomocnik innego Obligatariusza. Pełnomocnictwa należy udzielać na piśmie.
- (g) Oprócz Obligatariuszy w Zgromadzeniu Obligatariuszy może brać udział Agent, Dealerzy, reprezentanci Emitenta, doradcy finansowi lub prawni Emitenta oraz doradcy finansowi lub prawni Obligatariuszy.

- (h) Prawo Obligatariusza to uczestnictwa w Zgromadzeniu Obligatariuszy obejmuje w szczególności prawo do:
 - (i) udziału w głosowaniu oraz
 - (ii) zabierania głosu.
- (i) Zgromadzenie Obligatariuszy może podejmować uchwały wyłącznie w sprawach wymienionych w zawiadomieniu o zwołaniu Zgromadzenia Obligatariuszy. Sprawy niewymienione w zawiadomieniu o zwołaniu Zgromadzenia Obligatariuszy i niebędące sprawami formalnymi mogą być przedmiotem uchwał, jeżeli w Zgromadzeniu Obligatariuszy uczestniczą Obligatariusze reprezentujący 100% głosów i żaden Obligatariusz nie zgłosił sprzeciwu wobec podjęcia danej uchwały.

3. Tryb odbywania Zgromadzenia Obligatariuszy

- (a) Osoba pełniąca funkcję przewodniczącego, wyznaczona przez Agenta, otwiera i prowadzi obrady Zgromadzenia Obligatariuszy oraz ustala porządek obrad Zgromadzenia Obligatariuszy. Jeżeli Agent powstrzyma się od wyznaczenia przewodniczącego, wówczas Obligatariusze wybierają przewodniczącego spośród swojego grona. Agent nie ponosi odpowiedzialności względem Obligatariuszy oraz Emitenta z tytułu dokonanego przez niego wyboru przewodniczącego Zgromadzenia Obligatariuszy.
- (b) Agent przekazuje przewodniczącemu listę obecności, zawierającą informacje na temat wartości nominalnej Obligacji znajdujących się w posiadaniu danego Obligatariusza oraz liczby głosów, do wykonywania których dany Obligatariusz jest uprawniony.
- (c) Agent może zaangażować zewnętrznego doradcę prawnego do pomocy w zwołaniu i prowadzeniu Zgromadzenia Obligatariuszy. Doradca taki ma prawo zabierać głos w sprawach będących przedmiotem obrad Zgromadzenia Obligatariuszy.
- (d) Do obowiązków przewodniczącego Zgromadzenia Obligatariuszy należy:
 - (i) udzielanie określonym osobom zgody na uczestnictwo w Zgromadzeniu Obligatariuszy oraz podejmowanie decyzji dotyczących głosowań w trakcie Zgromadzenia Obligatariuszy;
 - (ii) uzupełnianie porządku obrad;
 - (iii) czuwanie nad sprawnym i właściwym przebiegiem obrad;
 - (iv) udzielanie głosu oraz czuwanie nad merytorycznym przebiegiem dyskusji prowadzonych w trakcie obrad;
 - (v) zarządzanie przerw w obradach;
 - (vi) zarządzanie głosowań i czuwanie nad ich właściwym przebiegiem;
 - (vii) zapewnienie, aby wszystkie sprawy umieszczone w porządku obrad zostały rozpatrzone;
 - (viii) liczenie oddanych głosów;
 - (ix) podpisywanie listy obecności i sprawdzanie, czy została ona poprawnie sporządzona, oraz
 - (x) wydawanie stosownych zarządzeń i poleceń służących wypełnieniu określonych wyżej obowiązków.
- (e) Niezwłocznie po otwarciu Zgromadzenia Obligatariuszy przewodniczący zobowiązany jest sprawdzić i podpisać listę obecności, zawierającą szczegółowe informacje na temat liczby Obligacji znajdujących się w posiadaniu danego Obligatariusza oraz liczby głosów, do wykonywania których dany Obligatariusz jest uprawniony. Listę obecności podpisują wszyscy Obligatariusze obecni na Zgromadzeniu Obligatariuszy. Lista jest dostępna do wglądu w czasie trwania Zgromadzenia Obligatariuszy, a wszelkie zmiany dotyczące składu osobowego Zgromadzenia Obligatariuszy, w tym czas wystąpienia takiej zmiany, są na niej odnotowywane.

- (f) Po przedstawieniu porządku obrad Zgromadzenia Obligatariuszy, przewodniczący otwiera dyskusję, udzielając głosu uczestnikom według kolejności zgłoszeń. Uczestnicy mogą zabierać głos wyłącznie w sprawach umieszczonych w porządku obrad, będących w danej chwili przedmiotem dyskusji. Przedstawiciele Agenta oraz Emitenta mogą zabierać głos poza kolejnością.
- (g) Każdy z uczestników Zgromadzenia Obligatariuszy może zgłaszać pytania dotyczące spraw umieszczonych w porządku obrad.
- (h) Przewodniczący może zarządzić przerwę w obradach Zgromadzenia Obligatariuszy z własnej inicjatywy albo na wniosek Obligatariuszy lub Emitenta. Łącznie przerwy w obradach nie mogą trwać dłużej niż 30 dni.
- (i) Protokół z obrad Zgromadzenia Obligatariuszy jest sporządzany i podpisywany przez przewodniczącego. Protokół powinien zawierać zapis przebiegu obrad, liczbę głosów reprezentowanych na Zgromadzeniu Obligatariuszy, treść podjętych uchwał oraz liczbę głosów oddanych na poszczególne uchwały. Do protokołu należy dołączyć listę obecności i dokumenty pełnomocnictw. Protokół sporządza się w terminie 3 Dni Roboczych od daty zamknięcia obrad Zgromadzenia Obligatariuszy.

4. Podejmowanie uchwał

- (a) Zgromadzenie Obligatariuszy jest ważne, jeżeli w Zgromadzeniu Obligatariuszy biorą udział Obligatariusze reprezentujący co najmniej 50% wartości nominalnej danej Serii Obligacji, w ramach której odbywa się Zgromadzenie Obligatariuszy.
- (b) Głosowania odbywają się w trybie pisemnym i są tajne.
- (c) Przebieg głosowania jest zapisywany w dokumencie sporządzonym przez przewodniczącego. Dokument ten określa liczbę głosów, do wykonywania których dany Obligatariusz jest uprawniony.
- (d) Do podjęcia ważnej uchwały wymagane jest zwykła większość głosów oddanych za tą uchwałą na Zgromadzeniu Obligatariuszy (50% plus jeden głosów za). Każdy pełny złoty wartości nominalnej wyemitowanych Obligacji daje prawo do jednego głosu.
- (e) Uchwała podjęta przez należycie zwołane i odbyte Zgromadzenie Obligatariuszy jest wiążąca względem wszystkich Obligatariuszy, również tych, którzy nie uczestniczyli w Zgromadzeniu Obligatariuszy lub głosowali przeciwko tej uchwale.
- (f) Agent udostępnia w swojej siedzibie treść przyjętej uchwały w najkrótszym możliwym czasie, lecz nie później niż w terminie jednego Dnia Roboczego od daty zamknięcia obrad Zgromadzenia Obligatariuszy, pod warunkiem terminowego otrzymania protokołu od przewodniczącego Zgromadzenia Obligatariuszy. Uchwałę będzie udostępniała jednostka wewnętrzna Agenta wskazana w punkcie 24.10 (*Zawiadomienia*) Umowy Emisyjnej.

5. Postanowienia końcowe

Emitent pokrywa koszty usług zewnętrznego doradcy prawnego Agenta w kwocie nie większej niż 4.000 złotych netto lub w innej kwocie uprzednio zatwierdzonej przez Emitenta (przy czym Emitent nie odmówi zatwierdzenia takich kosztów bez uzasadnionych przyczyn) oraz wszelkie uzasadnione i udokumentowane koszty związane ze zwołaniem i odbyciem Zgromadzenia Obligatariuszy oraz publikacjami prasowymi.

Uchwała Emisyjna Obligacji

Uchwała nr 145/III/2012
Zarządu spółki Energa Spółka Akcyjna
z siedzibą w Gdańsku
(„Spółka“)
z dnia 15 października 2012 roku

w sprawie:
emisji obligacji na kwotę 1.000.000.000,00 PLN

Działając na podstawie par. 14 ust. 3 pkt. 1 Statutu Spółki oraz art. 9 pkt 3 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 roku o obligacjach (tekst jednolity Dz. U. z 2001 r., Nr 120, poz. 1300 z późn. zm.) („**Ustawa o Obligacjach**”), w oparciu o uchwałę Zarządu Spółki nr 111/III/2012 z dnia 21 września 2012 roku, Zarząd Spółki postanowił:

§1

1. Wyemitować 100.000 (słownie: sto tysięcy) zdematerializowanych niezabezpieczonych obligacji na okaziciela serii A o jednostkowej wartości nominalnej wynoszącej 10.000,00 zł (słownie złotych: dziesięć tysięcy) o łącznej wartości nominalnej 1.000.000.000,00 PLN (słownie złotych: jeden miliard złotych) oraz kuponie opartym o WIBOR 3M powiększonym o marżę odsetkową 1,50% („**Obligacje**”). Obligacje emitowane są w ramach programu emisji obligacji denominowanych w PLN na kwotę do 4.000.000.000 PLN (słownie: cztery miliardy) ustanowionego na podstawie uchwały Zarządu Spółki nr 111/III/2012 z dnia 21 września 2012 roku.
2. Zarejestrować Obligacje w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych SA („**KDPW**”) oraz powierzyć KDPW czynności związane z prowadzeniem ewidencji Obligacji i dokonywaniem w imieniu Spółki rozliczeń z tytułu Obligacji.
3. Ubiegać się o dopuszczenie oraz wprowadzenie Obligacji do notowań w alternatywnym systemie obrotu organizowanym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („**GPW**”) lub BondSpot S.A. („**Bondspot**”) lub do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW lub Bond Spot.
4. Zatwierdzić szczegółowe warunki emisji Obligacji o treści zgodnej z Załącznikiem do niniejszej uchwały.
5. Dokonać przydziału Obligacji zgodnie z załączoną listą przydziału.

§2

Realizację uchwały powierzyć Dyrektorowi Departamentu Płynności i Wsparcia Finansowania Projektów.

§3

Nadzór nad realizacją uchwały powierzyć Dyrektorowi Centrum Zarządzania Finansami.

Uchwała Programowa

Uchwała nr 111/III/2012 Zarządu Spółki ENERGA Spółka Akcyjna (Spółka) z dnia 21 września 2012 roku

w sprawie: ustanowienia przez Spółkę programu emisji obligacji denominowanych w złotych polskich

Działając na podstawie § 14 ust. 3 pkt 1 Statutu Spółki, Zarząd postanowił:

§1

1. Ustanowić program emisji obligacji denominowanych w złotych polskich na kwotę do 4.000.000.000,00 PLN (słownie złotych: cztery miliardy) (dalej: Program Emisji).
2. Wielokrotnie zaciągać zobowiązania finansowe w drodze emisji zdematerializowanych niezabezpieczonych obligacji na okaziciela (dalej: Obligacje) o jednostkowej wartości nominalnej wynoszącej 10.000,00 PLN (słownie złotych: dziesięć tysięcy) lub wielokrotności tej kwoty, przy czym łączne zadłużenie z tytułu wyemitowanych i niewykupionych Obligacji liczone wg wartości nominalnej nie przekroczy kwoty o której mowa w pkt. 1 powyżej, emitowanych w ramach Programu Emisji zgodnie z następującymi parametrami:
 - 1) proponowanie nabycia Obligacji będzie dokonywane w trybie art. 9 pkt 3 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 roku o obligacjach (Dz.U. z 2001 roku Nr 120, poz. 1300, z późn. zm.) (dalej: Ustawa o obligacjach) i nie może nastąpić w sposób stanowiący ofertę publiczną w rozumieniu ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzenia instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz.U. z 2009 roku Nr 185, poz. 1439, z późn. zm.);
 - 2) czas trwania Programu Emisji będzie nie dłuższy niż 5 lat od dnia podpisania dokumentacji dotyczącej ustanowienia Programu Emisji, przy czym data wykupu Obligacji może wykraczać poza ten okres;
 - 3) Obligacje nie będą miały formy dokumentu zgodnie z art. 5a Ustawy o obligacjach, a prowadzenie ewidencji i dokonywanie w imieniu Spółki rozliczeń z tytułu Obligacji zostanie powierzone jednemu z podmiotów wskazanych w art. 5a ust. 3 Ustawy o obligacjach, w szczególności Obligacje mogą być zarejestrowane w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych SA;
 - 4) środki uzyskane z emisji Obligacji zostaną przeznaczone na zapewnienie finansowania statutowej działalności Spółki;
 - 5) warunki emisji każdej serii Obligacji mogą stanowić o ubieganiu się o wprowadzenie Obligacji do obrotu na rynku regulowanym lub w alternatywnym systemie obrotu, prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie SA lub BondSpot SA.
3. Zatwierdzać odrębnymi uchwałami szczegółowe warunki emisji każdej serii Obligacji.
4. Zawierać wszelkie umowy, dokonywać wszelkich dodatkowych czynności i składać wszelkie inne oświadczenia woli przewidziane do złożenia przez Spółkę, jakie mogą być konieczne lub odpowiednie do skutecznego ustanowienia Programu Emisji, w szczególności zawrzeć umowę emisyjną pomiędzy Spółką, Bankiem Polska Kasa Opieki SA oraz BRE Bankiem SA, o treści zasadniczo zgodnej z Załącznikiem do niniejszej uchwały.

§2

Realizację uchwały powierzyć Dyrektorowi Departamentu Płynności i Wsparcia Finansowania Projektów.

§3

Nadzór nad realizacją uchwały powierzyć Dyrektorowi Centrum Zarządzania Finansami.

§4

Uchwała wchodzi w życie z chwilą podjęcia.

DOPUSZCZENIE DO OBROTU

Dopuszczenie do obrotu na rynku regulowanym i notowanie Obligacji

Prospekt został sporządzony w związku z zamiarem ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalist prowadzonym przez BondSpot 100.000 obligacji na okaziciela serii A wyemitowanych przez Spółkę o wartości nominalnej 10.000 PLN każda i łącznej wartości nominalnej 1.000.000.000 PLN oraz terminie wykupu przypadającym na dzień 18 października 2019 roku.

Zamierzamy wystąpić do BondSpot z wnioskiem o dopuszczenie, a następnie wprowadzenie Obligacji do obrotu na rynku regulowanym niezwłocznie po publikacji niniejszego Prospektu. Naszą intencją jest dopuszczenie i wprowadzenie Obligacji do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalist prowadzonym przez BondSpot w pierwszym kwartale 2014 roku. Informacje o zmianie harmonogramu dopuszczenia Obligacji do obrotu na rynku regulowanym będą przekazywane zgodnie z art. 52 ust. 2 Ustawy o Ofercie Publicznej w trybie komunikatu aktualizującego, chyba że taka zmiana będzie na tyle istotna, że będzie wymagała przekazania w trybie aneksu do Prospektu.

Na dzień Prospektu Obligacje nie są przedmiotem obrotu na rynku regulowanym, natomiast od dnia 19 listopada 2012 roku Obligacje są przedmiotem obrotu w alternatywnym systemie obrotu w ramach Catalist prowadzonym przez BondSpot, który nie stanowi rynku regulowanego.

Obligacje notowane są pod skrótem ENG1019 i zarejestrowane przez KDPW pod kodem ISIN PLENERG00014.

Zarząd Spółki będzie działał w porozumieniu z BondSpot i dołoży wszelkich starań aby zachować ciągłość notowań w procesie zakończenia notowań Obligacji w alternatywnym systemie obrotu i ich wprowadzenia do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalist prowadzonym przez BondSpot.

Niniejszy Prospekt nie stanowi jakiegokolwiek oferty sprzedaży ani nie dąży do pozyskania ofert sprzedaży ani nabycia Obligacji lub jakichkolwiek innych papierów wartościowych Spółki i został sporządzony wyłącznie w związku z zamiarem Dopuszczenia do Obrotu Obligacji.

OPODATKOWANIE

Poniższe informacje są oparte wyłącznie na przepisach prawa podatkowego obowiązujących w Polsce w czasie przygotowywania Prospektu oraz na interpretacji tych przepisów wywiedzionej z praktyki organów podatkowych i orzecznictwa sądów administracyjnych. Na skutek zmian legislacyjnych lub zmian w interpretacji przepisów podatkowych, w tym na skutek zmian w orzecznictwie sądów administracyjnych lub praktyce organów podatkowych, stwierdzenia zawarte w Prospekcie mogą stracić aktualność. Zmiany takie mogą być retroaktywne.

Zawarte w niniejszym Prospekcie informacje podatkowe nie stanowią porady prawnej ani podatkowej, lecz mają charakter ogólny, selektywnie przedstawiają poszczególne zagadnienia i nie uwzględniają wszystkich sytuacji, w jakich może znaleźć się inwestor. Potencjalnym inwestorom zaleca się skorzystanie z pomocy osób i podmiotów zajmujących się profesjonalnie doradztwem podatkowym, w celu uzyskania informacji o konsekwencjach podatkowych występujących w ich indywidualnych przypadkach.

Znajdujące się poniżej określenie „odsetki”, jak również każde inne określenie, ma takie znaczenie, jakie przypisuje mu się na gruncie polskiego prawa podatkowego.

Podatek dochodowy

Poniższy opis nie obejmuje specyficznych konsekwencji podatkowych mających zastosowanie w przypadku podmiotowych lub przedmiotowych zwolnień z podatku dochodowego (np. dotyczących krajowych lub zagranicznych funduszy inwestycyjnych).

Osoby fizyczne podlegające nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu w Polsce

Zgodnie z art. 3 ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych osoby fizyczne, jeżeli mają miejsce zamieszkania na terytorium Polski, podlegają obowiązkowi podatkowemu od całości swoich dochodów (przychodów) bez względu na miejsce położenia źródeł przychodów (nieograniczony obowiązek podatkowy). Zgodnie z art. 3 ust. 1a Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, za osobę mającą miejsce zamieszkania na terytorium Polski uważa się osobę fizyczną, która: (i) posiada na terytorium Polski centrum interesów osobistych lub gospodarczych (ośrodek interesów życiowych); lub (ii) przebywa na terytorium Polski dłużej niż 183 dni w roku podatkowym.

Zgodnie z art. 4a Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, powyższe przepisy stosuje się z uwzględnieniem właściwych umów o unikaniu podwójnego opodatkowania, których stroną jest Polska.

Opodatkowanie przychodów z odsetek (dyskonta) z Obligacji

Zgodnie z art. 17 ust. 1 pkt 3 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych odsetki (dyskonto) od papierów wartościowych (w tym odsetki od Obligacji) kwalifikowane są jako przychody z kapitałów pieniężnych.

W świetle art. 30a ust. 7 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych przychodów z odsetek osiągniętych przez osoby fizyczne podlegające nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu w Polsce nie łączy się z przychodami z innych źródeł, lecz zgodnie z art. 30a ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych opodatkowuje się zryczałtowanym podatkiem dochodowym wynoszącym 19% przychodu.

Zgodnie z art. 41 ust. 4d Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych zryczałtowany podatek dochodowy od odsetek oraz dyskonta od papierów wartościowych pobierają, jako płatnicy, podmioty prowadzące rachunki papierów wartościowych dla podatników, jeżeli dochody (przychody) te zostały uzyskane na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i wiążą się z papierami wartościowymi zapisanymi na tych rachunkach, a wypłata świadczenia na rzecz podatnika następuje za pośrednictwem tych podmiotów. Zgodnie z art. 41 ust. 10 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych w przypadku wypłaty odsetek (dyskonta) z papierów wartościowych zapisanych na rachunkach zbiorczych płatnikiem zryczałtowanego podatku dochodowego są podmioty prowadzące rachunki zbiorcze, za pośrednictwem których należności z tych tytułów są wypłacane. Podatek pobiera się w dniu przekazania należności z danego tytułu do dyspozycji posiadacza rachunku zbiorczego.

Tym samym to nie podatnik, lecz podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych lub rachunek zbiorczy, za którego pośrednictwem odsetki (dyskonto) są wypłacane, jako płatnik, jest odpowiedzialny za rozliczenie podatku.

Zgodnie z art. 42 ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, płatnicy przekazują stosowne kwoty podatku na rachunek bankowy właściwego urzędu skarbowego w terminie do 20 dnia miesiąca

następującego po miesiącu, w którym pobrano podatek. Zgodnie z art. 45 ust. 3b Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, jeżeli podatek nie zostanie pobrany, osoba fizyczna jest zobowiązana do samodzielnego rozliczenia podatku w zeznaniu rocznym, składanym do końca kwietnia roku następującego po roku podatkowym.

Zgodnie z art. 30a ust. 2a Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych od dochodów (przychodów) z tytułu odsetek przekazanych na rzecz podatników uprawnionych z papierów wartościowych zapisanych na rachunkach zbiorczych, których tożsamość nie została płatnikowi ujawniona w trybie przewidzianym w Ustawie o Obrocie, płatnik pobiera podatek według stawki 19% od łącznej wartości dochodów (przychodów) przekazanych przez niego na rzecz wszystkich takich podatników za pośrednictwem posiadacza rachunku zbiorczego. Zgodnie z art. 45 ust. 3c Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych podatnicy są obowiązani wykazać w zeznaniu rocznym kwoty dochodów (przychodów) z odsetek lub dyskonta papierów wartościowych w przypadku, gdy Obligacje zapisane były na rachunkach zbiorczych, a tożsamość podatnika nie została płatnikowi ujawniona.

Powyższych przepisów nie stosuje się, jeżeli osoba fizyczna posiada Obligacje i uzyskuje odsetki z Obligacji w wykonywaniu działalności gospodarczej, a Obligacje traktowane są jako aktywa związane z prowadzoną działalnością. W takim przypadku przychody odsetek lub dyskonta powinny być traktowane jako przychody z prowadzonej działalności gospodarczej i opodatkowane według zasad właściwych dla przychodu z tego źródła.

Opodatkowanie odpłatnego zbycia Obligacji

Zgodnie z art. 17 ust.1 pkt 6 lit a) Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych przychody z odpłatnego zbycia Obligacji kwalifikowane są jako przychody z kapitałów pieniężnych.

Zgodnie z art. 30b ust. 5 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, dochód z odpłatnego zbycia papierów wartościowych (w tym Obligacji) nie podlega opodatkowaniu na zasadach ogólnych z zastosowaniem progresywnej stawki podatkowej, ale zgodnie z art. 30b ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych jest opodatkowany zryczałtowanym 19-procentowym podatkiem dochodowym. Zgodnie z art. 30b ust. 2 pkt 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, dochód jest obliczany jako różnica między sumą przychodów uzyskanych z tytułu odpłatnego zbycia papierów wartościowych a kosztami uzyskania przychodów, obliczonymi na podstawie stosownych przepisów Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych. Na podstawie art. 17 ust. 2 oraz art. 19 ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, jeżeli cena wyrażona w umowie bez uzasadnionej przyczyny znacznie odbiega od wartości rynkowej, kwotę przychodu określa organ podatkowy lub organ kontroli skarbowej w wysokości wartości rynkowej.

W świetle art. 17 ust. 1 pkt 6 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych przychodem z tytułu odpłatnego zbycia papierów wartościowych jest przychód należny, choćby nie został faktycznie otrzymany.

Zgodnie z art. 23 ust. 1 pkt 38 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, kosztami uzyskania przychodów z odpłatnego zbycia papierów wartościowych są wydatki poniesione na nabycie lub objęcie tych papierów. Koszty te uwzględniane są dopiero w chwili uzyskania przychodów z tytułu odpłatnego zbycia papierów wartościowych.

W związku z nowelizacją Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych, od 1 stycznia 2014 roku, w przypadku odpłatnego zbycia papierów wartościowych, wykupu przez emitenta papierów wartościowych nabytych przez podatnika w drodze spadku, kosztami uzyskania przychodu będą wydatki poniesione przez spadkodawcę w celu objęcia lub nabycia tych papierów wartościowych (art. 22 ust. 1m Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych w brzmieniu obowiązującym od 1 stycznia 2014 roku).

Podatnik jest zobowiązany do samodzielnego rozliczenia podatku z tytułu zbycia obligacji, a osoba dokonująca wypłat nie pobiera podatku ani zaliczek na podatek. Roczne zeznanie podatkowe podatnicy powinni sporządzić w terminie do końca kwietnia roku następującego po roku podatkowym, na podstawie przekazanych im przez osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą, osoby prawne i ich jednostki organizacyjne oraz jednostki organizacyjne niemające osobowości prawnej, do końca lutego roku następującego po roku podatkowym, imiennych informacji o wysokości osiągniętego dochodu.

Powyższych przepisów nie stosuje się, jeżeli odpłatne zbycie obligacji następuje w wykonywaniu działalności gospodarczej i obligacje traktowane są jako aktywa związane z prowadzoną działalnością. W takim przypadku przychody z odpłatnego zbycia obligacji powinny być traktowane jako przychody z prowadzonej działalności gospodarczej i opodatkowane według zasad właściwych dla przychodu z tego źródła.

Podatnicy podatku dochodowego od osób prawnych podlegający w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu

W świetle art. 1 ust. 1 i 2 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, podatnikami podatku dochodowego od osób prawnych są osoby prawne, spółki kapitałowe w organizacji oraz jednostki organizacyjne niemające osobowości prawnej (z wyjątkiem spółek niemających osobowości prawnej). Zgodnie z art. 3 ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, podatnicy posiadający siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, podlegają obowiązkowi podatkowemu od całości swoich dochodów, bez względu na miejsce ich osiągnięcia (nieograniczony obowiązek podatkowy). Są to tzw. rezydenci podatkowi.

Od 1 stycznia 2014 roku, w związku z nowelizacją Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, podatnikami podatku dochodowego od osób prawnych staną się również spółki komandytowo-akcyjne mające siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 1 ust. 3 pkt 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych w brzmieniu obowiązującym od 1 stycznia 2014 roku).

Opodatkowanie przychodów z odsetek (dyskonta) z Obligacji

Przychód (dochód) z odsetek (dyskonta) z papierów wartościowych otrzymywany przez podatników podatku dochodowego od osób prawnych podlegających w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu podlega opodatkowaniu na zasadach ogólnych. Dochód (przychód) z odsetek łączy się z pozostałymi dochodami (przychodami) osiąganymi przez podatnika z działalności gospodarczej i podlega opodatkowaniu z zastosowaniem stawki 19%.

Dochód (przychód) z odsetek jest zasadniczo rozpoznawany na zasadzie kasowej, tj. w momencie gdy został otrzymany, a nie naliczony. Podatnik samodzielnie (bez udziału płatnika) rozlicza podatek dochodowy od otrzymanych odsetek (dyskonta) papierów wartościowych, który rozliczany jest wraz z pozostałymi dochodami z prowadzonej przez podatnika działalności gospodarczej.

Opodatkowanie odpłatnego zbycia Obligacji

Odpłatne zbycie papierów wartościowych przez podatników podatku dochodowego od osób prawnych podlegających w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu podlega opodatkowaniu na zasadach ogólnych właściwych do opodatkowania przychodów z prowadzonej działalności gospodarczej. Dochód z odpłatnego zbycia papierów wartościowych łączy się z pozostałymi dochodami osiąganymi przez podatnika w roku podatkowym i podlega opodatkowaniu z zastosowaniem stawki 19%. Jeżeli cena wyrażona w umowie bez uzasadnionej przyczyny znacznie odbiega od wartości rynkowej, kwotę przychodu określa organ podatkowy lub organ kontroli skarbowej w wysokości wartości rynkowej. W przypadku dochodu z odpłatnego zbycia papierów wartościowych koszty uzyskania przychodów są rozpoznawane w momencie, gdy odpowiadający im przychód został osiągnięty. Podatnik samodzielnie (bez udziału płatnika) rozlicza podatek dochodowy z odpłatnego zbycia papierów wartościowych, który rozliczany jest wraz z pozostałymi dochodami z prowadzonej przez podatnika działalności gospodarczej.

Osoby fizyczne i podatnicy podatku dochodowego od osób prawnych podlegający w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu

Zgodnie z art. 3 ust. 2a Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych osoby fizyczne, jeżeli nie mają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej miejsca zamieszkania, podlegają obowiązkowi podatkowemu tylko od dochodów (przychodów) osiągniętych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Zgodnie z art. 3 ust. 2 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych podatnicy podatku dochodowego od osób prawnych, jeżeli nie mają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej siedziby lub zarządu, podlegają obowiązkowi podatkowemu tylko od dochodów, które osiągają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Przepisy Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych mają również zastosowanie do dochodów uzyskiwanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przez spółki niemające osobowości prawnej mające siedzibę lub zarząd w innym państwie, jeżeli zgodnie z przepisami prawa podatkowego tego państwa są traktowane jak osoby prawne i podlegają w tym państwie opodatkowaniu od całości swoich dochodów bez względu na miejsce ich osiągnięcia (art. 1 ust. 3 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych).

Opodatkowanie przychodów z odsetek (dyskonta) z Obligacji

Osoby fizyczne podlegające ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu w Polsce

Zasadniczo opisane powyżej zasady opodatkowania odsetek (dyskonta) Obligacji uzyskiwanych przez osoby fizyczne podlegające nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu w Polsce mają również zastosowanie do

odsetek uzyskiwanych przez osoby fizyczne podlegające w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu, o ile właściwe umowy w sprawie zapobieżenia podwójnemu opodatkowaniu zawarte z państwem będącym krajem rezydencji podatkowej osoby fizycznej nie stanowią inaczej.

Zastosowanie stawki podatku wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania albo niepobranie podatku zgodnie z taką umową jest możliwe pod warunkiem udokumentowania miejsca siedziby podatnika dla celów podatkowych uzyskanym od podatnika certyfikatem rezydencji podatkowej.

Podatnicy podatku dochodowego od osób prawnych podlegający ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu w Polsce

W przypadku podatników podatku dochodowego od osób prawnych podlegających w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu zgodnie z art. 21 ust. 1 pkt 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych odsetki (dyskonto) od Obligacji opodatkowane będą zryczałtowanym podatkiem w wysokości 20%.

Jeśli podatnik, działając przez polski zakład, uzyskuje przychody z tytułu odsetek (dyskonta), przychody te są opodatkowane na takich samych zasadach jak w odniesieniu do podatników podlegających w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu, pod warunkiem udokumentowania miejsca rezydencji podatkowej podmiotu posiadającego ograniczony obowiązek podatkowy przez odpowiedni certyfikat rezydencji podatkowej wydawany przez organ podatkowy kraju, w którym odbiorca odsetek jest rezydentem podatkowym, i złożenia pisemnego oświadczenia, że przychody z tytułu odsetek są przypisane do działalności tego zakładu.

Opisane zasady opodatkowania mogą być modyfikowane przez odpowiednie postanowienia umów o unikaniu podwójnego opodatkowania, których stroną jest Polska, na podstawie których zastosowanie może znaleźć obniżona stawka podatku lub zwolnienie z podatku dochodowego. Zastosowanie stawki podatku wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania albo niepobranie podatku zgodnie z taką umową jest możliwe pod warunkiem udokumentowania miejsca siedziby podatnika dla celów podatkowych uzyskanym od podatnika certyfikatem rezydencji podatkowej.

Zgodnie z art. 26 ust. 1 Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych do poboru zryczałtowanego podatku dochodowego od odsetek oraz dyskonta od papierów wartościowych zobowiązane są podmioty dokonujące wypłat z tych tytułów. Zastosowanie stawki podatku wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania albo niepobranie podatku zgodnie z taką umową jest możliwe pod warunkiem udokumentowania miejsca siedziby podatnika dla celów podatkowych uzyskanym od podatnika certyfikatem rezydencji podatkowej.

Zgodnie z art. 26 ust. 2a Ustawy o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych, w przypadku gdy wypłata odsetek dokonywana jest na rzecz podatników będących osobami uprawnionymi z papierów wartościowych zapisanych na rachunkach zbiorczych, których tożsamość nie została płatnikowi ujawniona w trybie przewidzianym w ustawie o obrocie instrumentami finansowymi, płatnik pobiera podatek z zastosowaniem stawki 20% od łącznej wartości dochodów (przychodów) przekazanych przez niego na rzecz wszystkich takich podatników za pośrednictwem posiadacza rachunku zbiorczego. W tej sytuacji, do poboru podatku obowiązane są podmioty prowadzące rachunki zbiorcze, za pośrednictwem których należność jest wypłacana, a podatek pobiera się w dniu przekazania należności z danego tytułu do dyspozycji posiadacza rachunku zbiorczego.

Zatem, podmiot dokonujący wypłaty odsetek albo podmiot prowadzący rachunek zbiorczy, na którym zapisane są Obligacje, jako płatnik, jest odpowiedzialny za pobranie należnego podatku i przekazanie go na rachunek właściwego organu podatkowego do 7 dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym pobrał należny podatek.

Niektóre podmioty powiązane ze spółką emitującą Obligacje pod pewnymi warunkami określonymi w Ustawie o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych korzystają ze zwolnienia ze zryczałtowanego podatku dochodowego od osób prawnych.

Opodatkowanie odpłatnego zbycia Obligacji

Zasadniczo zasady opodatkowania dochodów z odpłatnego zbycia Obligacji opisane powyżej mają zastosowanie również w przypadku dochodów uzyskiwanych w Polsce przez osoby fizyczne i osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej podlegające w Polsce ograniczonemu obowiązkowi podatkowemu, chyba że odpowiednie umowy w sprawie unikania podwójnego opodatkowania przewidują inaczej.

Na gruncie wielu umów o unikaniu podwójnego opodatkowania, których stroną jest Polska, dochody uzyskane z tytułu zbycia obligacji przez rezydentów podatkowych danego państwa nie podlegają opodatkowaniu w Polsce.

Zastosowanie preferencji wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania jest możliwe pod warunkiem udokumentowania miejsca siedziby podatnika dla celów podatkowych uzyskanym od podatnika certyfikatem rezydencji podatkowej.

Podatek od spadków i darowizn

Zgodnie z art. 1 ust. 1 w zw. z art. 2 Ustawy o Podatku od Spadków i Darowizn nabycie przez osoby fizyczne między innymi w drodze dziedziczenia, zapisu, dalszego zapisu, polecenia testamentowego lub darowizny praw majątkowych, w tym również praw związanych z posiadaniem papierów wartościowych, podlega opodatkowaniu podatkiem od spadków i darowizn, jeżeli w chwili otwarcia spadku lub zawarcia umowy darowizny spadkobierca lub obdarowany był obywatelem polskim lub miał miejsce stałego pobytu na terytorium Polski lub prawa majątkowe były wykonywane na terytorium Polski.

W świetle art. 7 ust. 1 Ustawy o Podatku od Spadków i Darowizn podstawą opodatkowania jest co do zasady wartość nabytych rzeczy i praw majątkowych po potrąceniu długów i ciężarów (czysta wartość), ustalona według stanu rzeczy i praw majątkowych w dniu nabycia i cen rynkowych z dnia powstania obowiązku podatkowego.

Stawki podatku od spadków i darowizn są różne i zależą od rodzaju pokrewieństwa lub powinowactwa albo innego osobistego stosunku pomiędzy spadkobiercą i spadkodawcą albo pomiędzy darczyńcą i obdarowanym.

Jeśli umowa zawarta jest w formie aktu notarialnego, podatek od spadków i darowizn jest pobierany i odprowadzany na rachunek właściwego organu podatkowego przez notariusza.

Stosownie do art. 4a ust. 1 Ustawy o Podatku od Spadków i Darowizn zwalnia się od podatku nabycie własności rzeczy lub praw majątkowych (w tym obligacji) przez małżonka, zstępnych, wstępnych, pasierba, rodzeństwo, ojczyma i macochę, jeżeli zgłoszą nabycie własności rzeczy lub praw majątkowych właściwemu naczelnikowi urzędu skarbowego w terminie sześciu miesięcy od dnia powstania obowiązku podatkowego, a w przypadku nabycia w drodze dziedziczenia w terminie sześciu miesięcy od dnia uprawomocnienia się orzeczenia sądu stwierdzającego nabycie spadku. W przypadku niespełnienia powyższego warunku nabycie własności rzeczy lub praw majątkowych podlega opodatkowaniu na zasadach określonych dla nabywców zaliczonych do I grupy podatkowej.

Powyższe zwolnienie stosuje się, jeżeli w chwili nabycia nabywca posiadał obywatelstwo polskie lub obywatelstwo jednego z Państw Członkowskich lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o EOG lub miał miejsce zamieszkania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub na terytorium takiego państwa (art. 4 ust. 4 Ustawy o Podatku od Spadków i Darowizn).

Zgodnie z art. 3 pkt 1 Ustawy o Podatku od Spadków i Darowizn, nabycie prawa majątkowych (w tym obligacji) podlegających wykonaniu na terytorium Polski nie podlega opodatkowaniu, jeżeli w dniu nabycia ani nabywca, ani też spadkodawca lub darczyńca nie byli obywatelami polskimi i nie mieli miejsca stałego pobytu lub siedziby na terytorium Polski.

Podatek od czynności cywilnoprawnych

W świetle art. 1 ust. 1 pkt 1 lit. a Ustawy o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych opodatkowaniu podatkiem od czynności cywilnoprawnych podlegają umowy sprzedaży lub zamiany rzeczy lub praw majątkowych. Czynności te podlegają opodatkowaniu, jeżeli ich przedmiotem są:

- rzeczy znajdujące się na terytorium Polski lub prawa majątkowe wykonywane na terytorium Polski;
- rzeczy znajdujące się za granicą lub prawa majątkowe wykonywane za granicą, w przypadku gdy nabywca ma miejsce zamieszkania lub siedzibę na terytorium Polski i czynność cywilnoprawna została dokonana na terytorium Polski.

Co do zasady, w praktyce wskazuje się, że sprzedaż obligacji emitowanych przez spółki z siedzibą na terytorium Polski jest uznawana za sprzedaż praw majątkowych wykonywanych na terytorium Polski i w związku z tym podlega podatkowi od czynności cywilnoprawnych w wysokości 1%, który jest płatny przez nabywcę i powinien zostać rozliczony w ciągu 14 dni od dokonania czynności (tj. od dnia zawarcia umowy sprzedaży).

Istnieje jednak również odmienne stanowisko organów podatkowych wskazujące, że miejscem wykonywania praw majątkowych z obligacji jest miejsce spełnienia świadczenia pieniężnego, tj. miejsce zamieszkania lub siedziba wierzyciela (obligatariusza), niezależnie od tego, gdzie siedzibę ma podmiot emitujący obligacje.

Podstawą opodatkowania jest wartość rynkowa rzeczy lub prawa majątkowego. Jeśli umowa jest zawierana w formie aktu notarialnego, podatek jest pobierany i rozliczany przez notariusza jako płatnika podatku.

Jednakże zgodnie z art. 9 pkt 9 Ustawy o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych zwolniona od podatku od czynności cywilnoprawnych jest sprzedaż praw majątkowych będących instrumentami finansowymi: (i) firmom inwestycyjnym oraz zagranicznym firmom inwestycyjnym, (ii) dokonywana za pośrednictwem firm inwestycyjnych oraz zagranicznych firm inwestycyjnych, (iii) dokonywana w ramach rynku zorganizowanego, (iv) dokonywana poza rynkiem zorganizowanym przez firmy inwestycyjne oraz zagraniczne firmy inwestycyjne, jeżeli prawa te zostały nabyte przez te firmy na rynku zorganizowanym – w rozumieniu przepisów Ustawy o Obrocie.

Ponadto, w świetle art. 2 pkt 4 Ustawy o Podatku od Czynności Cywilnoprawnych, sprzedaż lub zamiana praw majątkowych (w tym obligacji) nie podlega podatkowi od czynności cywilnoprawnych, jeżeli przynajmniej jedna ze stron z tytułu dokonania tej czynności jest opodatkowana podatkiem od towarów i usług lub zwolniona z podatku od towarów i usług.

Odpowiedzialność płatnika

Zgodnie z art. 30 Ordynacji Podatkowej, płatnik podatku, który nie wykonał obowiązków obliczenia, obrania lub wpłaty podatku organowi podatkowemu, odpowiada całym swoim majątkiem za podatek niepobrany lub podatek pobrany a niewpłacony. Płatnik nie ponosi odpowiedzialności, jeżeli podatek nie został pobrany z winy podatnika. W takim przypadku organ podatkowy wydaje decyzję o odpowiedzialności podatnika.

INFORMACJE DODATKOWE

Dokumenty udostępnione do wglądu

W okresie ważności Prospektu, na stronie internetowej Spółki www.grupaenerga.pl udostępnione będą następujące dokumenty:

- (i) Statut Spółki;
- (ii) aktualny odpis z rejestru przedsiębiorców KRS dla Spółki;
- (iii) Regulamin Zarządu, Regulamin Rady Nadzorczej oraz Regulamin Walnego Zgromadzenia;
- (iv) Uchwała Emisyjna;
- (v) Uchwała o Programie;
- (vi) Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe wraz z opinią niezależnego biegłego rewidenta z badania Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego; oraz
- (vii) Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe wraz z raportem niezależnego biegłego rewidenta z przeglądu Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego.

Biegli rewidenci

Niezależnym biegłym rewidentem Spółki jest KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. z siedzibą w Warszawie i adresem: ul. Chłodna 51, 00-867 Warszawa.

KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. jest członkiem Krajowej Izby Biegłych Rewidentów wpisanym do rejestru podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych pod numerem ewidencyjnym 3546. KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. nie posiada istotnych interesów w Spółce, w tym w szczególności na dzień Prospektu nie posiada akcji Spółki.

KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. przeprowadziła badanie Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego, które jest zamieszczone w Prospekcie w rozdziale „Część finansowa”, oraz wydała opinię bez zastrzeżeń z jego badania. Opinia z badania Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego została podpisana w imieniu KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. przez Zbigniewa Liberę, biegłego rewidenta o numerze ewidencyjnym 90047.

KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. przeprowadziła również przegląd Skróconego Śródrocznego Skonsolidowanego Sprawozdania Finansowego, które jest zamieszczone w Prospekcie w rozdziale „Część finansowa”, oraz wydała raport bez zastrzeżeń z jego przeglądu.

Ponadto, KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. przeprowadziła badania jednostkowego sprawozdania finansowego Spółki za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2012 roku sporządzonego zgodnie z MSSF oraz jednostkowego sprawozdania finansowego Spółki za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2011 roku sporządzonego zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości i wydała opinie bez zastrzeżeń z badania tych sprawozdań. KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. przeprowadziła również badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2011 roku sporządzonego zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości i wydała opinie bez zastrzeżeń z badania tego sprawozdania. Opinie z badania powyższych jednostkowych sprawozdań finansowych Spółki oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy, zostały podpisane w imieniu KPMG Audyt spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. przez: Zbigniewa Liberę, biegłego rewidenta o numerze ewidencyjnym 90047. Powyższe sprawozdania oraz opinie z ich badania nie zostały zamieszczone w Prospekcie.

Deloitte Audyt sp. z o.o. przeprowadziła badanie jednostkowego sprawozdania finansowego Spółki za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2010 roku sporządzonego zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości i wydała opinie bez zastrzeżeń z badania tego sprawozdania. Ponadto, Deloitte Audyt sp. z o.o. przeprowadziła badania skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2010 roku sporządzonego zgodnie z MSSF i skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2010 roku sporządzonego zgodnie z Polskimi Standardami Rachunkowości i wydała opinie bez zastrzeżeń z badania tych sprawozdań. Opinie z badania powyższych jednostkowych sprawozdań finansowych Spółki oraz skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy, zostały podpisane w imieniu Deloitte Audyt sp. z o.o. przez: Piotra Sokołowskiego, biegłego rewidenta o

numerze ewidencyjnym 9752. Powyższe sprawozdania oraz opinie z ich badania nie zostały zamieszczone w Prospekcie.

W okresie objętym Sprawozdaniami Finansowymi nie było przypadku rezygnacji lub zwolnienia biegłego rewidenta uprawnionego do badania sprawozdań finansowych Spółki oraz Grupy.

Zgodnie ze Statutem, podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych Spółki jest wybierany przez Radę Nadzorczą.

Doradca prawny Spółki

Usługi prawne na rzecz Spółki w związku z Dopuszczeniem do Obrotu Obligacji świadczy: Greenberg Traurig Grzesiak spółka komandytowa (z siedzibą w Warszawie i adresem: Książęca 4, 00-498 Warszawa, Polska) („Greenberg Traurig”).

Greenberg Traurig oświadczył, że świadczył, obecnie świadczy i może świadczyć usługi prawne na rzecz Spółki w zakresie prowadzonej przez Spółkę działalności gospodarczej na podstawie odpowiednich umów o świadczenie usług doradztwa prawnego. Greenberg Traurig nie posiada istotnych interesów w Spółce, w szczególności, na dzień Prospektu, Greenberg Traurig nie posiada akcji Spółki.

Informacje pochodzące od ekspertów

W Prospekcie nie wykorzystano informacji stanowiących oświadczenia lub raporty ekspertów.

OSOBY ODPOWIEDZIALNE

Oświadczenie Spółki

W imieniu ENERGA Spółka Akcyjna z siedzibą w Gdańsku niniejszym oświadczam, że zgodnie z moją najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym, oraz że w Prospekcie nie pominięto niczego, co by mogło wpłynąć na jego znaczenie.

Mirosław Bieliński,
Prezes Zarządu

Roman Szyszko,
Wiceprezes Zarządu

Wojciech Topolnicki,
Wiceprezes Zarządu

Aleksandra Gajda – Gryber,
*Dyrektor Centrum Zarządzania
Finansami ENERGA S.A.,
Prokurent*

SKRÓTY I DEFINICJE

Słownik terminów ogólnych

Terminy pisane wielką literą, które nie zostały zdefiniowane w Prospekcie, mają znaczenie nadane im poniżej, o ile z kontekstu nie wynika inaczej.

ACER	Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. <i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>)
ARE	Agencja Rynku Energii S.A. z siedzibą w Warszawie
Bank Pekao	Bank Polska Kasa Opieki S.A.
BOK	Biuro Obsługi Klienta
BondSpot	BondSpot S.A.
CAGR	Compound Annual Growth Rate złożona stopa wzrostu rocznego
CAPEX	Capital Expenditures – nakłady inwestycyjne.
Data Emisji	19 października 2012 roku
Dobre Praktyki	Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW” stanowiące zbiór zasad i rekomendacji dotyczących ładu korporacyjnego obowiązujących na GPW
Dopuszczenie do Obrotu	dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na rynku regulowanym w ramach Catalyst prowadzonym przez BondSpot Obligacji spółki Energa
Dyrektywa ETS	Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 roku ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. U. UE L 275/32 z 25 października 2003 roku, ze zm.).
Dyrektywa IED	Dyrektywa 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. U. UE L 334/17 z 17 grudnia 2010 roku, ze zm.). Termin transpozycji do prawa krajowego: 7 stycznia 2013 roku.
DZ.U.	Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej.
Dz. U. UE	Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej.
EBI	Europejski Bank Inwestycyjny
EBOiR	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju
EDF	EDF Energy
EFPOE	Europejska Federacja Przedsiębiorstw Obrotu Energią
Emitent, Energa, Spółka	ENERGA S.A., spółka akcyjna utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą w Gdańsku przy al. Grunwaldzkiej 472, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000271591
EMTN (ang. Euro Medium Term Notes)	Euroobligacje średnioterminowe wyemitowane przez Spółkę.
Enea	ENEA S.A., spółka akcyjna utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą w Poznaniu przy ul. Góreckiej 1, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000012483
ENERGA Elektrownie Ostrołęka	Energa Elektrownie Ostrołęka S.A., spółka akcyjna utworzona i zarejestrowana zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Elektrycznej 5, 07-401 Ostrołęka, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000061837

ENERGA Hydro	ENERGA Hydro sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością funkcjonująca od 30 grudnia 2013 roku pod firmą ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o.
ENERGA Wytwarzanie	ENERGA Wytwarzanie sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością utworzona i zarejestrowana zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Hoffmana 5, 83-010 Straszyn, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000162104, funkcjonująca do 30 grudnia 2013 roku pod firmą ENERGA Hydro
ENERGA Kogeneracja	ENERGA Kogeneracja sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością utworzona i zarejestrowana zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Elektrycznej 20A, 82-300 Elbląg, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000207049.
ENERGA-OBROT	ENERGA-OBROT S.A., spółka akcyjna utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą: al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000280916
ENERGA Obsługa i Sprzedaż	ENERGA Obsługa i Sprzedaż sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą: al. Grunwaldzka 472,, 80-309 Gdańsk, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000046311
ENERGA-OPERATOR	ENERGA-OPERATOR S.A., spółka akcyjna utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Marynarki Polskiej 130, 80-557 Gdańsk, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000033455
ENERGA Oświetlenie	ENERGA Oświetlenie sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Rzemieślniczej 17/19, 81-855 Sopot, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000109164
ENERGA CUW	ENERGA Centrum Usług Wspólnych sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy al. Grunwaldzkiej 472, 80-309 Gdańsk, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000049425
ENERGA ITE	ENERGA Informatyka i Technologie sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy al. Grunwaldzkiej 472, 80-309 Gdańsk, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000391862
ETS, Program Handlu Uprawnieniami do Emisji w UE	Program handlu uprawnieniami do emisji CO ₂ w UE (ang. <i>Emission Trading Scheme</i>)
EUA	Uprawnienia do emisji (ang. <i>European Union Allowance</i>)
EUR lub euro	prawny środek płatniczy Państw Członkowskich Unii Europejskiej
Europa Środkowo-Wschodnia	Grupa krajów składająca się z Estonii, Łotwy, Litwy, Polski, Czech, Słowacji, Węgier, Rumunii, Bułgarii, Albanii, Słowenii, Chorwacji, Bośni i Hercegowiny, Serbii, Czarnogóry i Macedonii.
GBP	Funt szterling, prawny środek płatniczy na terenie Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej.
GDF Suez	GDF SUEZ Energy

GPW	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.
Grupa Kapitałowa, Grupa Kapitałowa Emitenta, Grupa Kapitałowa ENERGA, Grupa ENERGA, Grupa	Spółka wraz ze spółkami bezpośrednio i pośrednio zależnymi od Spółki objętymi konsolidacją przy zastosowaniu metody pełnej.
GUS	Główny Urząd Statystyczny
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej	Regulamin opracowywany przez OSP na podstawie Prawa Energetycznego, określający m.in. (i) warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci oraz (ii) bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
KDPW	Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie Książęca 4, 00-498 oraz, o ile z kontekstu nie wynika co innego, depozyt papierów wartościowych prowadzony przez tę spółkę.
KDT	Długoterminowe umowy na dostawę energii elektrycznej zawarte na początku lat dziewięćdziesiątych pomiędzy szeregiem elektrowni w Polsce a PSE
KNF	Komisja Nadzoru Finansowego
Kodeks Pracy	Ustawa z dnia 26 czerwca 1974 roku – Kodeks pracy (Dz.U. z 1998 r. Nr 21, poz. 94, ze zmianami)
Komisja Europejska	Organ wykonawczy Unii Europejskiej.
KPRU	Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień dla Fazy I UE ETS (2005-2007)
KPRU II	Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień dla Fazy II UE ETS (2008-2012)
Krajowy Plan Inwestycyjny	Plan inwestycyjny przygotowany w celu złożenia wniosku o uzyskanie derogacji od zasady braku bezpłatnych uprawnień do emisji CO ₂ od 2013 roku, który został przekazany do Komisji Europejskiej we wrześniu 2011 roku
Kronospan	Kronospan Szczecinek sp. z o.o., spółka z ograniczoną odpowiedzialnością utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Waryńskiego 1, 78-400 Szczecinek, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000006799
KRS	Krajowy Rejestr Sądowy
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
KSH, Kodeks Handlowy	Ustawa z dnia 15 września 2000 roku – Kodeks spółek handlowych (Dz.U. z 2000 r. Nr 94, poz. 1037, ze zmianami)
MSP	Minister Skarbu Państwa.
MSR	Międzynarodowe Standardy Rachunkowości zatwierdzone przez Unię Europejską, publikowane w latach 1973-2001.
MSSF	Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzone przez Unię Europejską
Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Emitenta.
NBP	Narodowy Bank Polski
NIB	Nordycki Bank Inwestycyjny (ang. <i>Nordic Investment Bank</i>)
Obligacje	100.000 obligacji na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10.000 PLN każda i terminie wykupu 18 października 2019 roku spółki Energa
OECD	Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (ang. <i>Organisation for</i>

	<i>Economic Co-operation and Development)</i>
OPEC	Ostrołęckie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.
Ordynacja Podatkowa	Ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 roku – Ordynacja podatkowa (Dz.U. z 2012 r. Nr 749, ze zmianami)
OSD, Operator Systemu Dystrybucyjnego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi.
OSP, Operator Systemu Przesyłowego	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi.
OZE	odnawialne źródła energii
Państwo Członkowskie	Państwo będące członkiem Unii Europejskiej
PGE	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., spółka akcyjna utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Mysiej 2, 00-496 Warszawa, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000059307
PKB	Produkt krajowy brutto
PLN, zł, złoty	prawny środek płatniczy na terytorium Polski
Polityka Energetyczna	Polityka energetyczna dla Polski do 2030 roku przyjęta przez Radę Ministrów w listopadzie 2009 roku
Prawo Energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2012 r. Nr 1059, ze zmianami)
Prawo Europejskie	Całokształt porządku prawnego Unii Europejskiej
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.
Program Emisji	Program emisji obligacji denominowanych w PLN na kwotę do 4 mld (słownie: cztery miliardy) zł
Program Obligacji EMTN	Program emisji euroobligacji średnioterminowych EMTN na kwotę maksymalną do 1 mld EUR ustanowiony przez Grupę w dniu 15 listopada 2012 roku
Prospekt	Niniejszy prospekt emisyjny
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (dawniej Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.), spółka akcyjna utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Warszawskiej 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 015668195
PSR	Polskie Standardy Rachunkowości
Rada Nadzorcza	Rada nadzorcza Spółki
Regulamin BondSpot	Regulamin obrotu regulowanego rynku pozagiełdowego w brzmieniu przyjętym uchwałą nr 22/13 rady nadzorczej BondSpot z dnia 9 maja 2013

roku z uwzględnieniem zmiany wprowadzonej uchwałą 27/13 rady nadzorczej BondSpot z dnia 13 czerwca 2013 roku (tekst ujednolicony według stanu prawnego na dzień 1 sierpnia 2013 roku)

Regulamin Rady Nadzorczej	Regulamin Rady Nadzorczej Spółki
Regulamin Walnego Zgromadzenia	Regulamin Walnego Zgromadzenia Spółki
Regulamin Zarządu	Regulamin Zarządu Spółki
Rozporządzenie Prospektowe	Rozporządzenie Komisji (WE) Nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 roku wykonujące Dyrektywę 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie informacji zawartych w prospektach emisyjnych oraz formy, włączenia przez odniesienie i publikacji takich prospektów emisyjnych oraz rozpowszechniania reklam (Dz.U. UE L 149/1 z 30 kwietnia 2004 roku, ze zm.)
Rozporządzenie Systemowe	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, ze zmianami)
Rozporządzenie w sprawie Agencji Ratingowych	Rozporządzenie Nr 1060/2009 z dnia 16 września 2009 roku w sprawie agencji ratingowych
RP	Rzeczpospolita Polska
RWE	RWE Polska S.A., spółka akcyjna utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Pięknej 46, 00-672 Warszawa, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000011733
Skarb Państwa	Skarb Państwa
Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe	Zbadane skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy ENERGA za lata zakończone 31 grudnia 2012, 2011 i 2010 roku, sporządzone zgodnie z MSSF
Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe	Niezbadane skrócone śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy ENERGA za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2013 roku wraz z raportem niezależnego biegłego rewidenta z przeglądu, sporządzone zgodnie z MSR 34 „Śródroczna sprawozdawczość finansowa
Sprawozdania Finansowe	Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe oraz Skrócone Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe
Statut, Statut Spółki	Statut Spółki przyjęty uchwałą nr 1 Walnego Zgromadzenia z dnia 21 grudnia 2009 roku, w brzmieniu uchwalonym uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 22 sierpnia 2012 roku, zarejestrowany w Krajowym Rejestrze Sądowym w dniu 29 sierpnia 2012 roku
Taryfy OSD w 2012 roku	Dokument zatytułowany „Założenia do kalkulacji taryf OSD na rok 2012” opracowany przez Prezesa URE
Tauron	TAURON Polska Energia S.A., spółka akcyjna utworzona i działająca zgodnie z prawem polskim, z siedzibą przy ul. Ks. Piotra Ściegiennego 3, 40-114 Katowice, Polska, zarejestrowana w rejestrze przedsiębiorców KRS pod numerem 0000271562
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
Traktat Akcesyjny	Traktat z dnia 16 kwietnia 2003 roku między Królestwem Belgii, Królestwem Danii, Republiką Federalną Niemiec, Republiką Grecką, Królestwem Hiszpanii, Republiką Francuską, Irlandią, Republiką Włoską, Wielkim Księstwem Luksemburga, Królestwem Niderlandów, Republiką Austrii, Republiką Portugalską, Republiką Finlandii, Królestwem Szwecji, Zjednoczonym Królestwem Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej

	(Państwami Członkowskimi Unii Europejskiej) a Republiką Czeską, Republiką Estońską, Republiką Cypryjską, Republiką Łotewską, Republiką Litewską, Republiką Węgierską, Republiką Malty, Rzeczpospolitą Polską, Republiką Słowenii, Republiką Słowacką dotyczący przystąpienia Republiki Czeskiej, Republiki Estońskiej, Republiki Cypryjskiej, Republiki Łotewskiej, Republiki Litewskiej, Republiki Węgierskiej, Republiki Malty, Rzeczypospolitej Polskiej, Republiki Słowenii i Republiki Słowackiej do Unii Europejskiej (Dz. U. UE L 236/17 z 23 września 2003 roku)
<i>Trójpak Energetyczny</i>	Zbiór regulacji dotyczących sektora energetycznego ogłoszony w dniu 22 grudnia 2011 roku przez Ministerstwo Gospodarki
<i>Uchwała Emisyjna</i>	Uchwała Zarządu Spółki z dnia 15 października 2012 roku
<i>Uchwała o Programie</i>	Uchwała Zarządu Spółki z dnia 21 września 2012 roku
<i>UE</i>	Unia Europejska
<i>Umowa Emisyjna</i>	Umowa z dnia 21 września 2012 roku zmieniona aneksem z dnia 15 października 2012 roku zawarta pomiędzy Emitentem a Bankiem Polska Kasa Opieki S.A. oraz BRE Bank S.A.
<i>Umowa Przesyłu</i>	Umowa dotycząca świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej przez PSE S.A. zawarta w dniu 20 listopada 2006 roku pomiędzy ENERGA Elektrownie Ostrołęka a PSE S.A.
<i>UOKiK</i>	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
<i>URE</i>	Urząd Regulacji Energetyki
<i>Ustawa Kominowa</i>	Ustawa z dnia 3 marca 2000 roku o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz.U. z 2000 r. Nr 26, poz. 306, ze zmianami)
<i>Ustawa o Efektywności Energetycznej</i>	Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 roku o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551, ze zmianami)
<i>Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji</i>	Ustawa z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji (Dz.U. z 2002 r. Nr 171, poz. 1397, ze zmianami)
<i>Ustawa o Obligacjach</i>	Ustawa z dnia 29 czerwca 1995 roku o obligacjach (Dz.U. z 2001 r. Nr 120, poz. 1300, ze zmianami)
<i>Ustawa o Obrocie</i>	Ustawa z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi (Dz.U. z 2010 r. Nr 211, poz. 1384, ze zmianami)
<i>Ustawa o Ofercie Publicznej</i>	Ustawa z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz.U. z 2009 r. Nr 185, poz. 1439, ze zmianami)
<i>Ustawa o OZE</i>	Ustawa o odnawialnych źródłach energii, obecnie w fazie projektu
<i>Ustawa o Oplatach i Podatkach Lokalnych</i>	Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 roku o podatkach i opłatach lokalnych (Dz.U. z 2010 r. Nr 95, poz. 613, ze zmianami)
<i>Ustawa o Biegłych Rewidentach</i>	Ustawa z dnia 7 maja 2009 roku o biegłych rewidentach i ich samorządzie, podmiotach uprawnionych do badania sprawozdań finansowych oraz o nadzorze publicznym (Dz. U. z 2009 roku, Nr 77, poz. 649, ze zm.).
<i>Ustawa o Podatku Dochodowym od Osób Fizycznych</i>	Ustawa z dnia 26 lipca 1991 roku o podatku dochodowym od osób fizycznych (Dz.U. z 2012 r. Nr 361, ze zmianami)
<i>Ustawa o Podatku Dochodowym od Osób Prawnych</i>	Ustawa z dnia 15 lutego 1992 roku o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz.U. z 2011 r. Nr 74, poz. 397, ze zmianami)
<i>Ustawa o Podatku od Czynności</i>	Ustawa z dnia 9 września 2000 roku o podatku od czynności

Cywilnoprawnych	cywilnoprawnych (Dz.U. z 2010 r. Nr 101, poz. 649, ze zmianami)
Ustawa o Podatku od Spadków i Darowizn	Ustawa z dnia 28 lipca 1983 roku o podatku od spadków i darowizn (Dz.U. z 2009 r. Nr 93, poz. 768, ze zmianami)
Ustawa o Poręczeniach i Gwarancjach Skarbu Państwa	Ustawa z dnia 8 maja 1997 roku o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (Dz.U. z 2012 r. Nr 657, ze zmianami)
Ustawa o Rachunkowości	Ustawa z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (tekst jednolity: Dz. U. z 2013 roku, poz. 330, ze zm.).
Ustawa o Sprzeciwie MSP	Ustawa z dnia 18 marca 2010 roku o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz. U. z 2010 roku, Nr 65, poz. 404).
Ustawa o Szczególnych Uprawnieniach MSP	Ustawa z dnia 16 marca 2010 roku o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz.U. z 2010 r. Nr 65, poz. 404, ze zmianami)
Ustawa o Wymianie Akcji Pracowniczych	Ustawa z dnia 7 września 2007 roku o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. Nr 191, poz. 1367, ze zmianami)
VAT	Podatek od towarów i usług, nakładany na zasadach i w zakresie określonym w ustawie z dnia 11 marca 2004 roku o podatku od towarów i usług (tekst jednolity: Dz.U. z 2011 roku, Nr 177, poz. 1054, ze zm.).
WACC	Średnioważony koszt kapitału (ang. <i>Weighted Average Cost of Capital</i>)
Walne Zgromadzenie lub Zwyczajne Walne Zgromadzenie	Walne Zgromadzenie lub Zwyczajne Walne Zgromadzenie Emitenta.
Warunki Emisji Obligacji	Warunki emisji Obligacji
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów
Zarząd	Zarząd Spółki

Słownik terminów branżowych

AMI	Zaawansowana struktura pomiarowa (ang. <i>Advanced Metering Infrastructure</i>)
BAT	Najlepsze dostępne technologie (ang. <i>Best Available Technology</i>)
biały certyfikat	Świadectwa efektywności energetycznej, tj. dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 21 Ustawy o Efektywności Energetycznej, potwierdzający oszczędność energii wynikającej z przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej przez podmiot, który wygrał przetarg, o którym mowa w art. 20 ust. 1 powołanej Ustawy o Efektywności Energetycznej
biomasa	to w szczególności Stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
brązowy certyfikat	Świadectwo pochodzenia biogazu, tj. dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9o Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie biogazu.
BREF	Dokumenty referencyjne BAT (ang. <i>BAT Reference Notes</i>).
CCGT	Układ kombinowany gazowo-parowy (ang. <i>Combined Cycle Gas Turbine</i>), w skład którego wchodzi turbina gazowa, kocioł odzyskowy i turbina parowa, w którym ciepło gazów wylotowych z turbiny gazowej używane jest do produkcji pary, a następnie para jest wykorzystywana do napędzania turbiny parowej
CCS	(<i>Carbon Capture and Storage</i>) zespół procesów technologicznych służących do wychwytywania CO ₂ z gazów emitowanych w przemyśle powstających w wyniku spalania paliw kopalnych, transportowania i podziemnego jego magazynowania w formacjach geologicznych
CDM	Mechanizm Czystego Rozwoju (<i>Clean Development Mechanisms</i>); jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 12 Protokołu z Kioto.
CHP	Energia wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (ang. <i>Combined Heat and Power</i>) oraz, o ile z kontekstu nie wynika co innego, elektrociepłownia.
CO₂	Dwutlenek węgla
CRM	ang. <i>Customer Relationship Management</i> - System zarządzania relacjami z klientami
czerwony certyfikat	Świadectwo pochodzenia z kogeneracji, tj. dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9l punkt 1 podpunkt 2 Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji dla wszystkich innych jednostek kogeneracji innych niż: (i) jednostki kogeneracji opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy lub (ii) jednostki kogeneracji opalane paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW.
eksploatacja obowiązkowa, generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej w określonych jednostkach wytwórczych ze względu na wymuszenia wynikające z konieczności

względami sieciowymi	dotrzymania wymogów jakościowych w poszczególnych węzłach krajowego systemu elektroenergetycznego, dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
EUA	(<i>European Union Allowances</i>) zbywalne prawa do emisji CO ₂ ; jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO ₂ .
EU ETS	(<i>European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme</i>) wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa ETS.
EW	Elektrownia wodna.
fioletowy certyfikat	Świadectwo pochodzenia z kogeneracji, tj. dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 91 ust. 1 pkt 1a Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy, wprowadzone nowelizacją Prawa Energetycznego z dnia 8 stycznia 2010 roku, których obowiązek umarzania trwa do dnia 31 marca 2019 roku
generacja wymuszona	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności.
GJ	Gigadzul, jednostka pracy, energii oraz ciepła w układzie SI; 1 GJ = 10 ⁹ J
GPZ	Główny punkt zasilania.
grupa taryfowa	Grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usługi przesyłania lub dystrybucji albo usługi kompleksowej, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
grupa taryfowa A	Grupa taryfowa dla odbiorców zasilanych z sieci wysokich napięć
grupa taryfowa B	Grupa taryfowa dla odbiorców zasilanych z sieci średnich napięć
grupa taryfowa C, D, R	Grupa taryfowa dla odbiorców zasilanych z sieci niskich napięć
grupa taryfowa G	Grupa taryfowa dla odbiorców indywidualnych – gospodarstw domowych
GW	Gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1GW = 10 ⁹ W
GWh	Gigawatogodzina, jednostka energii elektrycznej wytworzonej lub zużytej przez urządzenie o mocy 1 GW w ciągu 1 godziny; 1GWh = 3,6 TJ
jednostka wytwórcza	Opisany poprzez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyrowadzenia mocy
JI	Wspólne Wdrożenia (<i>Joint Implementation</i>); jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 6 Protokołu z Kioto.
kJ	Kilodżul, jednostka pracy, energii oraz ciepła w układzie SI; 1 kJ = 10 ³ J
kogeneracja	Proces technologiczny równoczesnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
kWh	Kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej wytworzonej lub zużytej przez urządzenie o mocy 1 KW w ciągu 1 godziny; 1 kWh = 3.600.000 J =

	3,6 MJ
<i>kV</i>	Kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI; $1 \text{ kV} = 10^3 \text{ V}$
<i>moc osiągalna</i>	Maksymalna moc trwała jednostki wytwórczej możliwa do uzyskania w każdym okresie czasu jej pracy przy normalnych warunkach funkcjonowania.
<i>moc zainstalowana</i>	Formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji.
<i>MW</i>	Megawat, jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$
<i>MWe</i>	Megawat mocy energetycznej
<i>MWh</i>	Megawatogodzina, jednostka energii elektrycznej wytworzonej lub zużytej przez urządzenie o mocy 1 MW w ciągu 1 godziny; $1 \text{ MWh} = 3,6 \text{ GJ}$
<i>MWt</i>	Megawat mocy cieplnej
<i>Nowa Konwencja z Lugano</i>	Konwencja o jurysdykcji i uznawaniu oraz wykonywaniu orzeczeń sądowych w sprawach cywilnych i handlowych, podpisana w Lugano dnia 30 października 2007 roku (Dz. U. UE L 339/3 z dnia 21 grudnia 2007 roku).
<i>NO_x</i>	Tlenki azotu
<i>odnawialne źródło energii, OZE</i>	Źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, rzek oraz energię pozyskaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych cząstek roślinnych i zwierzęcych
<i>operator systemu dystrybucyjnego, OSD</i>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
<i>operator systemu przesyłowego, OSP</i>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
<i>POK</i>	Punkt obsługi klienta
<i>Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku</i>	Dokument „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”, wrzesień 2010, wraz z załącznikami, w tym w szczególności załącznikiem nr 2 pt. „Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku”, przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 29 września 2010 roku, a także dokument wykonany na zamówienie Ministerstwa Gospodarki we wrześniu 2011 roku stanowiący „Aktualizację Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030”.
<i>Polskie Standardy Rachunkowości</i>	Polskie Standardy Rachunkowości, obejmujące Ustawę o Rachunkowości i wydane na jej podstawie przepisy wykonawcze
<i>prawa majątkowe</i>	Zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw

	pochodzenia dla energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii i w kogeneracji
Protokół z Kioto	Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu z dnia 11 grudnia 1997 roku (Dz. U. z 2005 roku, Nr 203, poz. 1684), wszedł w życie 16 lutego 2005 roku.
przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo	Przedsiębiorstwo energetyczne lub grupa przedsiębiorstw, których wzajemne relacje są określone w art. 3 ust. 2 Rozporządzenia Rady (WE) Nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 roku w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw, zajmujące się: (i) w odniesieniu do paliw gazowych: przesyłaniem, lub dystrybucją, lub magazynowaniem, lub skraplaniem oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tych paliw, albo (ii) w odniesieniu do energii elektrycznej: przesyłaniem lub dystrybucją oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tej energii
SAIDI	Systemowy wskaźnik średniego (przeciętnego) rocznego czasu trwania przerw (ang. <i>System Average Interruption Duration Index</i>)
SAIFI	Systemowy wskaźnik średniej liczby (częstości) trwania przerw na osobę (ang. <i>System Average Interruption Frequency Index</i>)
sieć najwyższych napięć	Sieć elektroenergetyczna o napięciu równym lub większym niż 220 kV, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP
sieć niskiego napięcia, nN	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
sieć średniego napięcia, SN	Sieć elektroenergetyczna o napięciu od 1 kV do 60 kV
sieć wysokich napięć, WN	Sieć elektroenergetyczna o napięciu od 60 kV do 220 kV
SO₂	Dwutlenek siarki
SO_x	Tlenki siarki
Stacja WN	Stacja wysokiego napięcia- stacja rozdzielcza, stanowiąca zespół urządzeń służących do rozdzielania energii elektrycznej na poziomie napięcia WN, znajdujących się we wspólnym pomieszczeniu lub ogrodzeniu albo umieszczonych na wspólnych konstrukcjach wsporczych, wraz z urządzeniami pomocniczymi.
Średnie obciążenie	Stosunek produkcji energii elektrycznej brutto (MWh) do czasu pracy elektrowni.
świadcstwo pochodzenia	Świadcstwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych oraz świadctwo pochodzenia z kogeneracji
świadcstwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych, zielony certyfikat	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9e Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii.
świadcstwo pochodzenia z kogeneracji, czerwony certyfikat	Świadcstwo pochodzenia z kogeneracji, tj. dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art.9l ust. 1 pkt 2 Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji dla wszystkich innych jednostek kogeneracji niż: (i) jednostki kogeneracji opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy lub (ii) jednostki kogeneracji opalane paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej źródła poniżej 1 MW
świadcstwo pochodzenia ze źródeł odnawialnych, zielony certyfikat	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 9e Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii

TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
TPA	(ang. <i>Third Party Access</i>), Zasada oznaczająca możliwość korzystania z sieci energetycznej przedsiębiorstwa sieciowego bez obowiązku kupowania od niego energii elektrycznej
TJ	Teradzul, jednostka pracy, energii oraz ciepła w układzie SI; $1 \text{ TJ} = 10^{12} \text{ J}$
TWh	Terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI; $1 \text{ TWh} = 10^9 \text{ kWh}$
unbundling	Proces prawno-organizacyjnego rozdziału działalności dystrybucyjnej (usług dystrybucji energii elektrycznej realizowanych przez dystrybutora) od działalności wytwórczej (produkcja energii elektrycznej przez elektrownie) oraz działalności związanej z handlem energią elektryczną (sprzedawcy)
V	Wolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, $1 \text{ V} = 1\text{J}/1\text{C} = (1 \text{ kg} \times \text{m}^2) / (\text{A} \times \text{s}^3)$.
W	Wat, jednostka mocy w układzie SI, $1 \text{ W} = 1\text{J}/1\text{s} = 1 \text{ kg} \times \text{m}^2 \times \text{s}^{-3}$.
współczynnik awaryjności	Stosunek czasu postoju awaryjnego do sumy czasu pracy i czasu postoju awaryjnego.
współczynnik dyspozycyjności	Suma czasu pracy urządzenia i czasu postoju w rezerwie podzielona przez czas kalendarzowy.
współspalanie	Wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzonego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
wysokosprawna kogeneracja	Wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: (i) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego; lub (ii) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego
żółty certyfikat	Dokument wydawany przez Prezesa URE zgodnie z art. 91 Prawa Energetycznego, potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW.

EMITENT
ENERGA S.A.
al. Grunwaldzka 472
80-309 Gdańsk, Polska

DORADCA PRAWNY SPÓŁKI
Greenberg Traurig Grzesiak sp.k.
ul. Książęca 4
00-498 Warszawa, Polska

BIEGLY REWIDENT
KPMG Audyt Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k.
ul. Chłodna 51
00-867 Warszawa, Polska