

AKCEPTUJĘ

MINISTER
Zup
Józef W. Pięsiwicz
PEŁNOMOCCNY RZĄDU DO SPRAW
DEREGULACJI GOSPODARCZYCH
SEKRETARZ STANU



**MINISTER
GOSPODARKI**



**SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA
BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

ZA OKRES OD DNIA 1 STYCZNIA 2013 R. DO DNIA 31 GRUDNIA 2014 R.

WARSZAWA, 2015 r.

Spis treści

WSTĘP	4
1. Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania	7
1.1. Metodyka analiz	7
1.2. Prognoza zapotrzebowania na moc szczytową i energię elektryczną	8
1.3. Zdolności wytwórcze	10
1.3.1. Harmonogram ubytków mocy wytwórczych w systemie	10
1.3.2. Prognozy zmian mocy osiągalnej	11
1.4. Prognoza i ocena możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną	13
1.4.1. Bilans mocy i rezerwa mocy	14
1.4.2. Bilans energii elektrycznej	18
2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2013-2014	21
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	23
3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej	23
3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą	28
3.3. Możliwość dysponowania krajowymi źródłami wytwórczymi.	31
3.4. Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną	33
3.4.1. Rynek hurtowy	35
3.4.2. Rynek detaliczny	37
4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego	41
4.1. Podsektor wytwarzania	41
4.2. Podsektor przesyłu	45
4.3. Podsektor dystrybucji	51
5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw	55
5.1. Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	55
5.2. Działania dotyczące awaryjnych dostaw energii z zagranicy	57
5.2.1. Umowy dwustronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. Pomocy awaryjnej)	57
5.2.2. Umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. Pomocy awaryjnej)	57
5.2.3. TSO Security Cooperation (TSC)	58
5.2.4. Cross-Border Redispatching	58
5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej	60
5.3.1. Zakup usługi Interwencyjna Rezerwa Zimna	60
5.3.2. Możliwości zarządzania stroną popytową	60

5.3.3.	<i>Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP</i>	61
5.3.4.	<i>Udział odbiorców w rynku bilansującym</i>	61
5.3.5.	<i>Bieżące operatorskie środki zaradcze</i>	61
6.	Planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej.....	63
7.	Zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych.....	66
7.1.	Rozwój sieci przesyłowej	66
7.2.	Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych	68
7.2.1.	<i>Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi</i>	68
7.2.2.	<i>Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju synchronicznym</i>	71
7.2.3.	<i>Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju asynchronicznym</i>	73
Wnioski	77

WSTĘP

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi art. 15b ust. 3-8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.¹⁾), zwanej w dalszej treści „ustawą PE”, który zobowiązuje Ministra Gospodarki do opracowania sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zgodnie z przepisami ustawy PE oraz ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437, z późn. zm.), nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym państwa sprawuje minister właściwy do spraw gospodarki.

Sprawozdanie zawiera informacje obejmujące rok 2013 i 2014.

Przedmiotem niniejszego sprawozdania są w szczególności informacje dotyczące:

- 1) prognozy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie następnych od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania;
- 2) planowanych lub będących w budowie nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej;
- 3) bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
- 4) źródeł i kierunków zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
- 5) stanu infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego;
- 6) działań podejmowanych dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowania w przypadku niedoborów jej dostaw;
- 7) zamierzeń inwestycyjnych w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływających w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych, z uwzględnieniem:
 - a) zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi określonych w rozporządzeniu (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003,
 - b) istniejących i planowanych linii przesyłowych,
 - c) przewidywanych modeli (struktury) wytwarzania, dostaw, wymiany trans granicznej i zużycia energii elektrycznej umożliwiających stosowanie mechanizmów zarządzania popytem na energię elektryczną,
 - d) regionalnych, krajowych i europejskich celów w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projektów stanowiących element osi projektów priorytetowych określonych w załączniku I do decyzji nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiającej wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylającej decyzję 96/391/WE i decyzją nr 1229/2003/WE (Dz. Urz. UE L 262 z 22. 09. 2006, str. 1).

¹⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2013 r. poz. 984 i 1238, z 2014 r. poz. 457, 490, 900, 942, 984, 1101 i 1662 oraz z 2015 r. poz. 151 i 478

Ważniejsze skróty i symbole:

ACER	<i>Agency for Cooperation of Energy Regulators</i> - Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
Badanie 1.44.02	Badanie statystyczne o symbolu <i>1.44.02 Elektroenergetyka i ciepłownictwo</i> , współprowadzone przez ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa URE
ARE S.A.	Agencja Rynku Energii S.A.
CAO	<i>Central Allocation Office</i> - Biuro Przetargowe do organizowania rezerwacji na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej
CACM	<i>Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management</i> - wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi
DECYZJA NR 1364/2006	Decyzja NR 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiająca wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylająca decyzję 96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE
ENTSO E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> - Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
FBA	<i>Flow Based Allocation</i> - metodyka wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych między obszarami rynkowymi z uwzględnieniem fizycznych przepływów energii elektrycznej
FB MC	<i>FB Market Coupling</i> - mechanizm <i>market coupling</i> funkcjonujący w oparciu o zdolności przesyłowe wyznaczone zgodnie z metodyką FBA.
FCA	<i>Forward Capacity Allocation Network Code</i> - Kodeks sieci dotyczący alokacji długoterminowych praw przesyłowych
GK PGE	Grupa Kapitałowa Polska Grupa Energetyczna S.A.
GK TAURON	Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.
GK ENEA	Grupa Kapitałowa ENEA S.A.
GK ENERGA	Grupa Kapitałowa ENERGA S.A.
Hz	herc - jednostka częstotliwości [$1s^{-1}$]
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
nJWCD	Jednostki wytwórcze nie będące JWCD
KAPE S.A.	Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
kV	kilowolt - jednostka napięcia elektrycznego = 10^3 V
MC	<i>Market Coupling</i> - mechanizm alokacji zdolności przesyłowych, w ramach którego wymiana handlowa pomiędzy obszarami rynkowymi jest ustalana w procesie obrotu energią na giełdach energii na bazie ofert złożonych przez uczestników rynku oraz z wykorzystaniem zdolności przesyłowych wyznaczonych przez operatorów systemów przesyłowych
MVA	megawoltoamper - jednostka mocy znamionowej transformatorów = 10^6 VA
Mvar	megavar - jednostka mocy biernej = 10^6 Var

MW	megawat - jednostka mocy = 10^6 W
GW	gigawat - jednostka mocy = 10^9 W
MWe	megawat elektryczny - jednostka mocy elektrycznej = 10^6 W
MWt	megawat termiczny (cieplny) - jednostka mocy cieplnej = 10^6 W
MWh	megawatogodzina - jednostka energii = 10^6 Wh
GWh	gigawatogodzina - jednostka energii = 10^9 Wh
TWh	terawatogodzina - jednostka energii = 10^{12} Wh
nN	niskie napięcie
NN	najwyższe napięcie
SN	średnie napięcie
WN	wysokie napięcie
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego (PSE S.A.)
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PPEJ	„Program polskiej energetyki jądrowej” - Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, styczeń 2014 r.
PEP2050	Projekt Polityki energetycznej Polski do roku 2050, Ministerstwo Gospodarki, sierpień 2014 r.
POIiŚ	Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko
SE	stacja elektroenergetyczna
Rozporządzenie 714/2009	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE L211/15, 14.8.2009)
UCTE	<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i> - system elektroenergetyczny obejmujący kraje zachodniej i środkowej Europy
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
RDN, RTT, RDB	rynki sprzedaży energii elektrycznej na TGE, w kolejności: Rynek Dnia Następnego (RDN), Rynek Terminowy Towarowy (RTT), Rynek Dnia Bieżącego (RDB)
TPA	<i>Third Party Access</i> - zasada dostępu stron trzecich do sieci elektroenergetycznej

1. Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania

W sprawozdaniu zaprezentowano wyniki przeprowadzonych analiz dotyczących możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), oraz opis przyjętych założeń i wniosków. Do analiz tych wykorzystano prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2015-2030, opracowaną przez Krajową Agencję Poszanowania Energii na potrzeby projektu nowej Polityki energetycznej Polski do 2050 r.²⁾

Przewidywany poziom zapotrzebowania na moc szczytową, wyznaczono na podstawie analizy historycznych relacji zachodzących pomiędzy zapotrzebowaniem na tę moc, a krajowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Oceny możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc zostały przeprowadzone dla dwóch charakterystycznych okresów: szczytu zimowego i letniego, natomiast oceny możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną - dla okresów rocznych. W analizach przyjęto, że zapotrzebowanie szczytowe zimowe przypada w miesiącu styczniu, natomiast szczytowe letnie - w miesiącu lipcu.

Bilanse mocy oraz bilanse energii elektrycznej sporządzono dla horyzontu czasowego określonego w art. 15b ustawy PE, dla scenariusza opartego na założeniu, że jedynymi nowymi jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi (JWCD), które występują w bilansie KSE w analizowanym okresie, będą jednostki wytwórcze będące obecnie w budowie, lub dla których rozstrzygnięto postępowanie przetargowe na realizację inwestycji. Wykaz tych jednostek przedstawia tabeli nr 13. Wspomniany scenariusz uwzględnia możliwość wykorzystania zestawu podstawowych środków zaradczych będących w dyspozycji Operatora Sieci Przesyłowej (OSP), służących do poprawy bilansu mocy w systemie, które szczegółowo opisano w dalszej części sprawozdania.

Prognoza wykonana została z wykorzystaniem ścieżki wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, charakteryzującej się wysokim tempem wzrostu harmonogramu ubytków mocy wytwórczych w systemie, opracowanym na podstawie przeprowadzonych przez PSE S.A. w grudniu 2014 r. badań ankietowych oraz prognoz mocy osiągalnej w poszczególnych grupach źródeł wytwórczych, sporządzonych na potrzeby sprawozdania.

1.1. Metodyka analiz

Dla oceny możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc w perspektywie 2030 r. wykonane zostały bilanse mocy dla szczytowego zapotrzebowania w okresie zimowym (styczeń) i letnim (lipiec). Bilanse te wykonano zgodnie z zasadami Planowania

²⁾ „Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 r.”. Praca wykonana przez Krajową Agencję Poszanowania Energii S.A. Warszawa, grudzień 2013 r. na zlecenie Ministerstwa Gospodarki .

Koordynacyjnego Roczno (PKR). Podstawowe założenia metodyczne określające zasady opracowywania PKR są następujące:

- 1) bilans sporządzony został dla wartości średniomiesięcznych szczytów zapotrzebowania na moc z dni roboczych. Wartości ujęte w bilansie (ubytki, moce dyspozycyjne, obciążenie i zapotrzebowanie) są wartościami średniomiesięcznymi dla dni roboczych;
- 2) do pokrycia średniomiesięcznego szczytowego zapotrzebowania na moc, przyjęto 10 % mocy osiągalnej farm wiatrowych. Współczynnik ten wyznaczono na podstawie danych statystycznych dotyczących faktycznego wykorzystania zdolności wytwórczych farm wiatrowych, biorąc pod uwagę fakt, że dyspozycyjność źródeł wiatrowych jest silnie uzależniona od bieżących warunków atmosferycznych i charakteryzuje się dużą zmiennością oraz małą przewidywalnością w długim horyzoncie czasowym.

Parametrem kryterialnym dla oceny wymaganego poziomu bezpieczeństwa pracy KSE w okresie długoterminowym, jest nadwyżka mocy dyspozycyjnej dostępna dla OSP ponad prognozowane krajowe zapotrzebowanie na moc. Wymagana nadwyżka mocy dyspozycyjnej dostępna dla OSP w przypadku rocznych okresów planistycznych, zgodnie zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wynosi 18 % uśrednionego, miesięcznego zapotrzebowania na moc szczytową z dni roboczych.

Obliczenia oparto na harmonogramie zmian mocy osiągalnej w istniejących jednostkach wytwórczych, utworzonym na podstawie badania ankietowego przeprowadzonego w przedsiębiorstwach energetycznych przez PSE S.A. w grudniu 2014 r. Harmonogram ten uwzględnia zmiany mocy osiągalnej jednostek wytwórczych w systemie, wynikające z planowanych wycofań oraz modernizacji jednostek wytwórczych istniejących, a także przyrosty mocy wynikające z wprowadzania do systemu nowych elektrowni, będących obecnie na etapie realizacji. Na potrzeby analizy wykonano prognozy mocy dyspozycyjnej KSE w szczycie, zapotrzebowania zimą i latem, w oparciu o przewidywane poziomy wskaźników dyspozycyjności, uzyskiwanych przez poszczególne grupy jednostek wytwórczych.

Bilans energii elektrycznej sporządzono na podstawie deklarowanej przez wytwórców wielkości wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych latach (zebranych na podstawie ankiet) oraz założeń odnośnie możliwości generacyjnych pozostałych jednostek wytwórczych nie podlegających badaniu.

1.2. Prognoza zapotrzebowania na moc szczytową i energię elektryczną

Prognozy zapotrzebowania na moc szczytową w okresie letnim i zimowym, oparto na projekcji zapotrzebowania na energię elektryczną, zawartej w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 r. Zostały one wyznaczone w oparciu o analizę historycznych relacji zachodzących pomiędzy krajowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną i zapotrzebowaniem na moc szczytową dla skrajnych warunków pogodowych. Poniższa tabela przedstawia przebieg prognozy zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim, przyjętej do obliczeń.

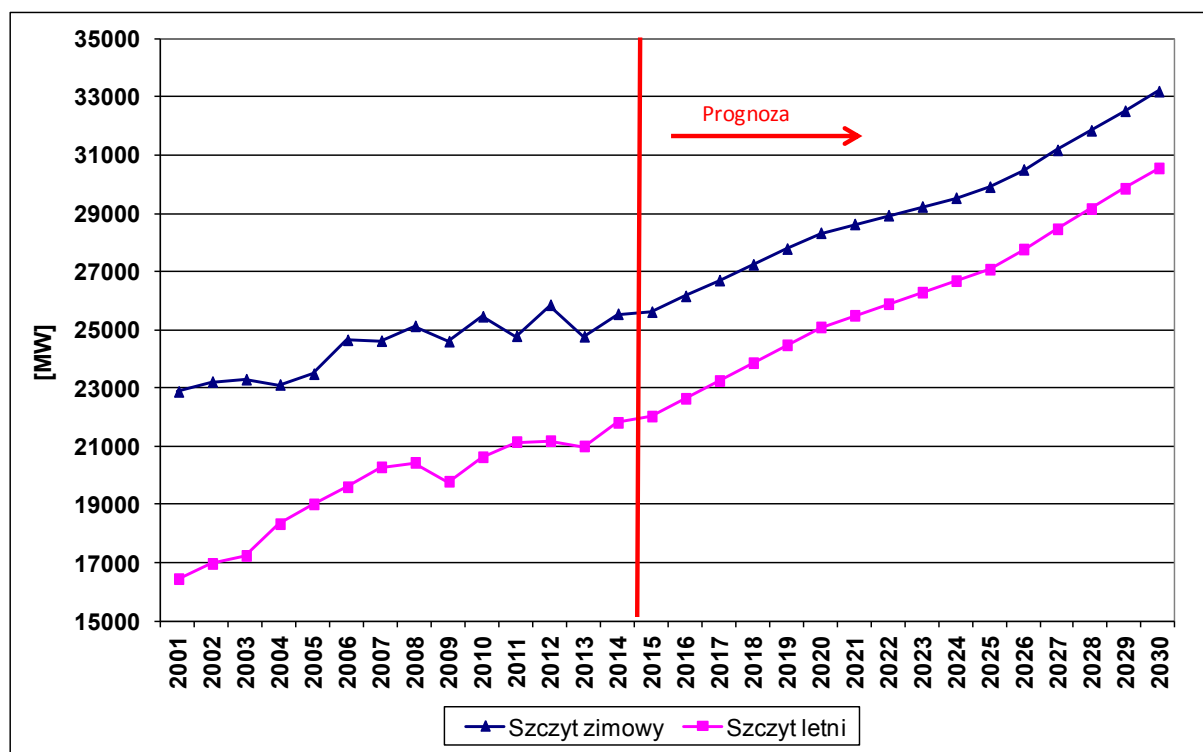
Tabela nr 1

Dane historyczne i prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim [MW]

Dane historyczne	Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	Szczyt zimowy	22 868	23 207	23 288	23 108	23 477	24 640	24 611	25 120
	Szczyt letni	16 436	16 958	17 233	18 324	19 004	19 593	20 276	20 430
	Rok	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
	Szczyt zimowy	24 595	25 449	24 780	25 845	24 761	25 535		
	Szczyt letni	19 782	20 623	21 143	21 175	20 994	21 804		
Prognoza	Rok	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
	Szczyt zimowy	25 608	26 149	26 691	27 233	27 776	28 318	29 822	33 181
	Szczyt letni	22 021	22 631	23 242	23 854	24 468	25 082	27 066	30 543

Źródło: KAPE S.A., PSE S.A.

Wykres nr 1

Przebieg prognozy zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim na podstawie danych historycznych

Źródło: KAPE S.A., PSE S.A.

Zgodnie z powyższymi wynikami prognoz, średnioroczny wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym w latach 2015-2030 wynosić będzie ok. 1,7 % (osiągając w 2030 r. wartość ok. 33 200 MW), natomiast w szczycie letnim - 2,2 % (osiągając w 2030 r. wartość ok. 30 500 MW).

Prognozę krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną brutto, przyjętą do obliczeń przedstawia tabela nr 2 i wykres nr 2.

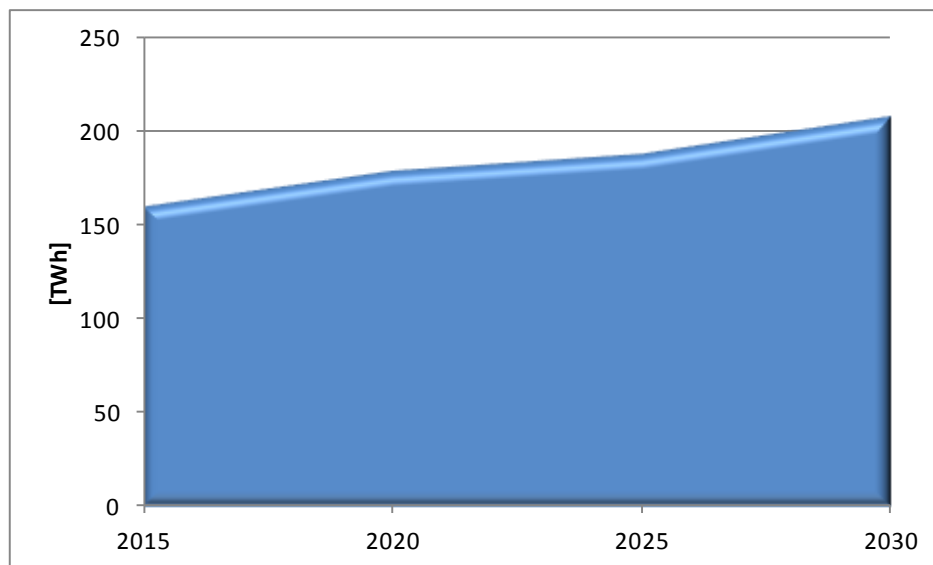
Tabela nr 2

Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną brutto [TWh]

Rok	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Zapotrzebowanie na energię elektryczną	162	166	169	172	175	178	187	207

Źródło: KAPE S.A.

Wykres nr 2

Przebieg prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w latach 2015-2030

Źródło: KAPE S.A.

Zgodnie z powyższymi wynikami, średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju kształtować się będzie na poziomie 1,6 %. Przewiduje się, że na koniec rozpatrywanego okresu, tj. w 2030 r., osiągnie wartość 207 TWh.

1.3. Zdolności wytwórcze**1.3.1. Harmonogram ubytków mocy wytwórczych w systemie**

Analiza planów trwałych wycofań jednostek wytwórczych w krajowym podsektorze wytwarzania, została sporządzona na podstawie badań ankietowych przeprowadzonych przez PSE S.A. w grudniu 2014 r. Wyniki analiz w zakresie odstawień mocy w latach 2015-2030, dla poszczególnych grup wytwórców przedstawia tabela nr 3 i 4.

Tabela nr 3

Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD ciepłych w latach 2015-2030 [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Skumulowane wycofania JWCD ciepłych	-	2 855	3 080	6 536

Źródło: PSE S.A.

Zgodnie z przedstawionymi danymi, w okresie do 2030 r., w grupie istniejących JWCD, zostanie trwale wycofanych z eksploatacji 6 536 MW, z czego 2 855 MW w okresie do 2020 r.

Tabela nr 4

Skumulowane wielkości wycofań mocy w nJWCD z grupy istniejących elektrociepłowni zawodowych w latach 2015-2030 [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Skumulowane wielkości wycofań nJWCD z grupy istniejących EC zawodowych	-	1 079	1 445	1 813

Źródło: PSE S.A.

W okresie do 2030 r., spośród elektrociepłowni zawodowych, zaliczanych do grupy jednostek nJWCD, zostanie wycofanych z eksploatacji 1 813 MW, z czego 1 079 MW w ciągu najbliższych pięciu lat.

1.3.2. Prognozy zmian mocy osiągalnej

Na podstawie przedstawionego harmonogramu wycofań jednostek wytwórczych oraz przyjętych założeń odnośnie dyspozycyjności poszczególnych jednostek wytwórczych sporządzono prognozy bilansu mocy w KSE. Prognozę zmian mocy osiągalnej, z uwzględnieniem planowanych wycofań w istniejących JWCD przedstawia tabeli nr 5.

Tabela nr 5

Prognoza mocy osiągalnej w istniejących JWCD ciepłych w latach 2015-2030 [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Moc osiągalna JWCD ciepłe	23 569	20 967	20 742	17 286

Źródło: PSE S.A.

Prognozę zmian mocy osiągalnej jednostek nJWCD z grupy elektrociepłowni zawodowych, z uwzględnieniem planowanych wycofań, a także planowanych inwestycji w nowe elektrociepłownie przedstawia tabeli nr 6. W bilansie uwzględniono elektrociepłownie, które są obecnie w trakcie realizacji. Wykaz tych elektrociepłowni przedstawia tabela nr 34.

Tabela nr 6

Prognoza mocy osiągalnej w nJWCD z grupy elektrociepłowni zawodowych w latach 2015-2030 (istniejące + nowe) [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Moc osiągalna nJWCD z grupy istniejących EC zawodowych	6 447	6 189	5 846	5 592

Źródło: PSE S.A.

Prognozę zmian mocy osiągalnej nJWCD z grupy elektrociepłowni przemysłowych przedstawia tabela nr 7. Przyjęto utrzymanie stałego poziomu mocy i wytwarzania energii elektrycznej w zakresie obiektów węglowych. Założono ponadto, że przyrost mocy odbywał się będzie w oparciu o źródła gazowe.

Tabela nr 7

Prognoza mocy osiągalnej w nJWCD z grupy elektrociepłowni przemysłowych w latach 2015-2030 (istniejące + nowe) [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Moc osiągalna nJWCD z grupy EC przemysłowych	1 703	2 008	2 010	2 056

Źródło: PSE S.A.

Prognozę zmian mocy osiągalnej farm wiatrowych (FW) jest zgodna z wynikami przeprowadzonych w PSE S.A. analiz bilansowych, opracowanych dla wyznaczenia maksymalnego wolumenu mocy FW możliwej do przyłączenia do KSE. W prognozie uwzględniono rozwój zarówno lądowych jak i morskich farm wiatrowych. Na podstawie analiz przyjęto, że do pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc wykorzystane zostanie 10% mocy osiągalnej farm wiatrowych. Prognozę zmian mocy osiągalnej FW przedstawia tabela nr 8.

Tabela nr 8

Prognoza mocy osiągalnej w nJWCD z grupy FW w latach 2015-2030 [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Moc osiągalna nJWCD z grupy FW	4 533	8 900	10 000	13 500

Źródło: PSE S.A.

Harmonogram rozwoju źródeł fotowoltaicznych (PV) przyjęto zgodnie ze scenariuszem przedstawionym w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 roku³⁾. W analizach przyjęto, że pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc przez te źródła odbywało będzie się jedynie w okresie maj – sierpień. Dla tych miesięcy określono udział mocy osiągalnej PV w szczycie obciążenia na poziomie ok. 50 %. W pozostałych miesiącach, godzina występowania dobowego szczytu zapotrzebowania na moc jest poza zakresem czynnej pracy PV i dla tych miesięcy w analizach bilansowych nie uwzględniano dostępności tych źródeł. Prognozę zmian mocy osiągalnej PV przedstawia tabela nr 9.

Tabela nr 9

Prognoza mocy osiągalnej w nJWCD z grupy PV w latach 2015-2030 [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Moc osiągalna nJWCD z grupy PV	25	175	600	2 426

Źródło: PSE S.A.

³⁾ Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 r., Ministerstwo Gospodarki. Warszawa, grudzień 2013 r.

Harmonogram rozwoju źródeł na biomasę i biogaz opracowano na podstawie informacji uzyskanych w badaniu ankietowym przeprowadzonym u wytwórców energii elektrycznej oraz zgodnie ze średnim wzrostem tych źródeł w latach 2011-2013. Sumaryczna moc tych źródeł jest zgodna ze scenariuszem zawartym w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 roku. Prognozę zmian mocy osiągalnej źródeł na biomasę i biogaz została przedstawia tabela nr 10.

Tabela nr 10

Prognoza mocy osiągalnej w nJWCD z grupy źródeł na biomasę i biogaz w latach 2015-2030 [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Moc osiągalna nJWCD z grupy el. na biomasę i biogaz	842	894	1 234	1 834

Źródło: PSE S.A.

Przyjęto utrzymanie obecnego potencjału JWCD z grupy elektrowni szczytowo-pompowych (ESP). Prognozę zmian mocy osiągalnej JWCD z grupy ESP przedstawia tabela nr 11.

Tabela nr 11

Prognoza mocy osiągalnej w JWCD z grupy ESP w latach 2015-2030 [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Moc osiągalna JWCD z grupy ESP	1 696	1 696	1 696	1 696

Źródło: PSE S.A.

W zakresie elektrowni wodnych przepływowych przyjęto przyrosty mocy zgodnie ze scenariuszem zawartym w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 roku. Prognozę zmian mocy osiągalnej oraz wytwarzania energii elektrycznej nJWCD z grupy elektrowni wodnych przepływowych przedstawia tabela nr 12.

Tabela nr 12

Prognoza mocy osiągalnej w nJWCD z grupy elektrowni wodnych przepływowych w latach 2015-2030 [MW]

Rok	2015	2020	2025	2030
Moc osiągalna nJWCD z grupy el. wodnych przepływowych	670	700	725	750

Źródło: PSE S.A.

1.4. Prognoza i ocena możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych jest związane z koniecznością zapewnienia adekwatnej do występującego i przewidywanego w przyszłości zapotrzebowania na moc i energię elektryczną ze źródeł wytwórczych. Zgodnie z informacją zamieszczoną w pkt 1.1 niniejszego sprawozdania, analizę przeprowadzono dla scenariusza, w którym podstawowe założenie odnosi się do wielkości i zakresu oddawanych nowych mocy wytwórczych z grupy JWCD. Przyjęto, że przyrost nowych mocy w JWCD będzie dotyczył

elektrowni, które są aktualnie w trakcie budowy lub dla których zakończono postępowanie przetargowe, lub podpisano umowę na realizację prac budowlanych, zgodnie z wykazem zamieszczonym w tabeli nr 13.

Tabela nr 13

Wykaz nowych mocy wytwórczych jednostek konwencjonalnych (w trakcie budowy)

Lp.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW _e]	Paliwo	Termin realizacji
1.	GK TAURON/PGNiG	Stalowa Wola	467	gaz	11.2015
2.	PKN ORLEN	Włocławek	473	gaz	12.2015
3.	GK ENEA	Kozienice	1075	węgiel kam.	7.2017
4.	PKN ORLEN	Płock	596	gaz	12.2017
5.	GK PGE	Opole (blok nr 5)	900	węgiel kam.	8.2018
6.	GK TAURON	Jaworzno	910	węgiel kam.	3.2019
7.	GK PGE	Opole (blok nr 6)	900	węgiel kam.	4.2019
8.	GK PGE	Turów	496	węgiel brun.	8.2019

Źródło: PSE S.A.

Scenariusz opiera się także na prognozie zmian mocy osiągalnej przedstawionej w pkt 1.3 niniejszego sprawozdania oraz przyjętej do analizy ścieżce wzrostu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną brutto, charakteryzującą się wysokim tempem wzrostu, biorąc pod uwagę obserwowany w ostatnich latach poziom zużycia energii elektrycznej oraz prognozy opracowane przez inne ośrodki badawcze.

1.4.1. Bilans mocy i rezerwa mocy

W tabelach nr 14 i 15 przedstawiono bilanse mocy, z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu, możliwych do zastosowania przez OSP, to jest usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ) oraz usługi Redukcji Zapotrzebowania (DSR). IRZ obejmuje część bloków energetycznych pierwotnie planowanych do wycofania z końcem 2015 r. Wielkość tej rezerwy to 830 MW. W jej skład wchodzi następujące bloki energetyczne:

1. Bloki nr 1 i 2 o mocy 222 MW i 232 MW w Elektrowni Dolna Odra.
2. Bloki nr 3 i 6 o mocy 123 MW i 128 MW w Elektrowni Siersza.
3. Blok nr 8 o mocy 125 MW w Elektrowni Stalowa Wola.

Jednostki zakontraktowane do realizacji usługi interwencyjnej rezerwy zimnej będą uruchamiane na polecenie OSP w okresach występującego deficytu mocy. W analizach założono wykorzystanie IRZ w latach 2016-2019. Kolejnym podstawowym środkiem zaradczym jest usługa Redukcji Zapotrzebowania, której wartość, na podstawie analizy, przyjęto na poziomie 200 MW od początku 2016 r. do końca okresu przewidzianego w prognozie. W analizie nie uwzględniano bieżących operatorskich środków zaradczych (korekta pola remontowego JWCD, uruchomienia rezerw mocy w jednostkach wytwórczych niebędących JWCD, okresowej pracy z przeciążeniem, operatorski import energii) o łącznym potencjale 900 MW, ponieważ możliwość ich wykorzystania w momencie wystąpienia

deficytu mocy w systemie nie jest pewna i wynika z aktualnych uwarunkowań i ich faktycznej dostępności.

W rozpatrywanym scenariuszu, przy prognozowanym na lata 2015-2020 średniorocznym wzroście zapotrzebowania na moc, wielkość wymaganej nadwyżki mocy w niektórych okresach jest niewystarczająca, nawet przy uwzględnieniu możliwości zastosowania przez OSP środków zaradczych poprawy bilansu. Są to jednak niedobory nieznaczne i dotyczą szczytu letniego w 2016 r. - niedobór mocy na poziomie 27 MW, szczytu zimowego w 2017 r. - niedobór mocy na poziomie 81 MW oraz szczytu letniego w 2018 r. - niedobór mocy na poziomie 100 MW. W okresach tych może wystąpić konieczność wykorzystania przez OSP środków zaradczych poprawy bilansu.

Z analizy wynika, że zarezerwowanie przez OSP możliwości wykorzystania potencjału usług interwencyjnej rezerwy zimnej w latach 2016–2019 oraz redukcji zapotrzebowania od 2016 r., jest uzasadnione, szczególnie w kontekście występującego prawdopodobieństwa opóźnień w harmonogramie budowy jednostek wytwórczych, będących obecnie w trakcie realizacji.

Tabela nr 14

Bilans mocy, z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych w latach 2015-2020* (w układzie rocznym) [MW]

Lp.	Wyszczególnienie	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
		I	VII	I	VII	I	VII	I	VII	I	VII	I	VII
1	Moc osiągalna JWCD	25 265	25 265	25 308	25 308	25 412	26 487	26 305	26 305	27 004	28 814	28 480	28 480
2	Moc osiągalna nJWCD (bez FW i PV)	9 638	9 651	9 394	9 624	9 608	9 640	9 805	10 032	9 709	9 743	9 722	9 759
3	Moc osiągalna nJWCD - FW	3 836	4 176	4 617	5 121	5 625	6 129	6 614	7 006	7 398	7 790	8 182	8 573
4	Moc osiągalna nJWCD - PV	15	20	28	43	58	73	88	103	118	133	148	163
5	Moc osiągalna JWCD i nJWCD	38 754	39 112	39 347	40 096	40 703	42 329	42 812	43 446	44 229	46 480	46 532	46 975
6	Moc dyspozycyjna JWCD	23 357	22 086	23 417	22 207	23 515	23 317	24 406	23 186	25 089	25 579	26 340	25 116
7	Przewidywane obciążenie nJWCD (bez FW i PV)	5 671	2 832	5 489	2 845	5 619	2 856	5 730	2 968	5 662	2 904	5 665	2 917
8	Przewidywane obciążenie nJWCD - FW	384	418	462	512	563	613	661	701	740	779	818	857
9	Przewidywane obciążenie nJWCD - PV	0	11	0	22	0	37	0	52	0	67	0	87
10	Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	29 412	25 346	29 368	25 586	29 696	26 823	30 797	26 906	31 490	29 329	32 823	28 977
11	Usługa redukcji zapotrzebowania	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
12	Zapotrzebowanie na moc szczytową	25 608	22 021	26 149	22 631	26 691	23 242	27 233	23 854	27 776	24 468	28 318	25 082
13	Zapotrzebowanie na moc szczyt średniomiesięczne z dni roboczych	24 373	21 285	24 888	21 875	25 405	22 466	25 920	23 056	26 437	23 650	26 953	24 243
14	Wymagana przez OSP nadwyżka mocy	4 387	3 831	4 480	3 938	4 573	4 044	4 666	4 150	4 759	4 257	4 852	4 364
15	Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	5 038	4 062	4 679	3 911	4 491	4 557	5 077	4 050	5 254	5 879	6 070	4 934
16	Niedobór (-) / nadmiar (+) wymaganej nadwyżki mocy	651	231	199	-27	-81	513	411	-100	495	1 622	1 219	570

*Dla omówionego rozwoju nowych źródeł i przyjętego scenariusza wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

Źródło: PSE S.A.

Tabela nr 15

Bilans mocy, z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych w latach 2015-2030* (w układzie pięcioletnim) [MW]

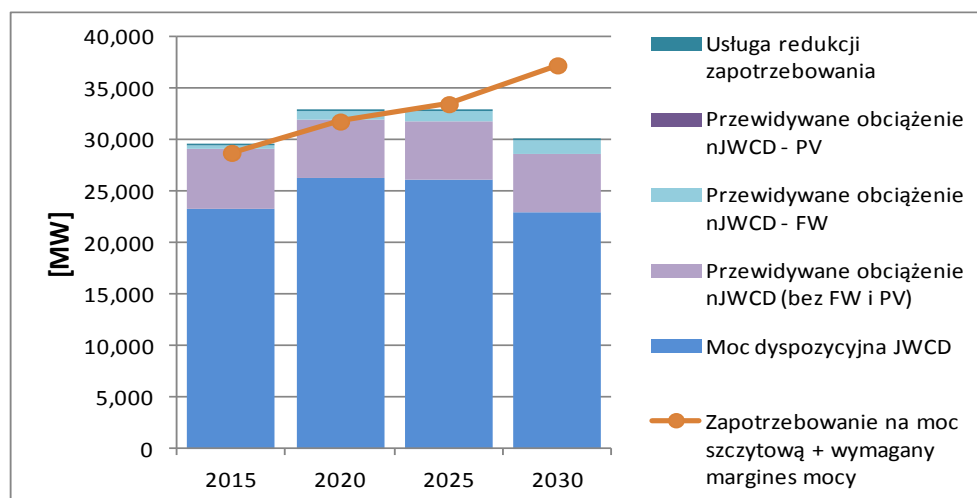
Lp.	Wyszczególnienie	2015		2020		2025		2030	
		I	VII	I	VII	I	VII	I	VII
1	Moc osiągalna JWCD	25 265	25 265	28 480	28 480	28 255	28 255	24 799	24 799
2	Moc osiągalna nJWCD (bez FW i PV)	9 638	9 651	9 722	9 759	9 796	9 807	10 109	10 176
3	Moc osiągalna nJWCD - FW	3 836	4 176	8 182	8 573	9 908	9 958	12 858	13 208
4	Moc osiągalna nJWCD - PV	15	20	148	163	522	565	2 091	2 274
5	Moc osiągalna JWCD i nJWCD	38 754	39 112	46 532	46 975	48 481	48 585	49 857	50 457
6	Moc dyspozycyjna JWCD	23 357	22 086	26 340	25 116	26 130	24 915	22 976	21 926
7	Przewidywane obciążenie nJWCD (bez FW i PV)	5 671	2 832	5 665	2 917	5 610	2 996	5 663	3 192
8	Przewidywane obciążenie nJWCD - FW	384	418	818	857	991	996	1 286	1 321
9	Przewidywane obciążenie nJWCD - PV	0	11	0	87	0	303	0	1 219
10	Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	29 412	25 346	32 823	28 977	32 731	29 210	29 925	27 658
11	Usługa redukcji zapotrzebowania	200	200	200	200	200	200	200	200
12	Zapotrzebowanie na moc szczytową	25 608	22 021	28 318	25 082	29 822	27 066	33 181	30 543
13	Zapotrzebowanie na moc szczyt średniomiesięczne z dni roboczych	24 373	21 285	26 953	24 243	28 384	26 161	31 581	29 522
14	Wymagana przez OSP nadwyżka mocy	4 387	3 831	4 852	4 364	5 109	4 709	5 685	5 314
15	Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	5 038	4 062	6 070	4 934	4 547	3 249	-1 457	-1 664
16	Niedobór (-) / nadmiar (+) wymaganej nadwyżki mocy	651	231	1 219	570	-562	-1 460	-7 141	-6 978

* Dla omówionego rozwoju nowych źródeł i przyjętego scenariusza wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

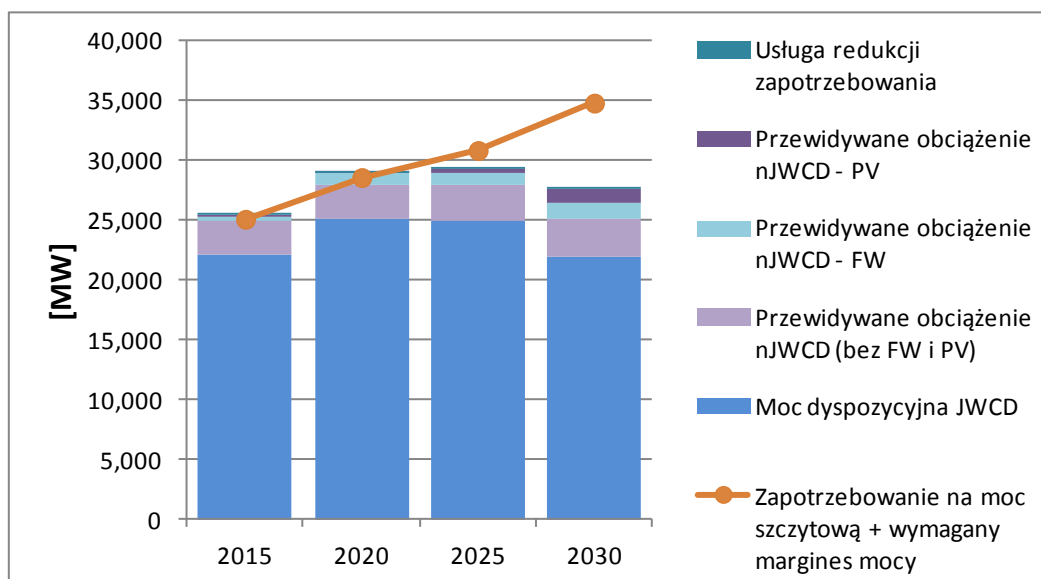
Źródło: PSE S.A.

Wykres nr 3

Bilans mocy w szczycie zimowym, z uwzględnieniem środków zaradczych w latach 2015-2030



Wykres nr 4

Bilans mocy w szczycie letnim z uwzględnieniem środków zaradczych w latach 2015-2030

W rozpatrywanym scenariuszu po 2021 r. będzie następowało stopniowe pogarszanie zdolności bilansowych. Niedobór mocy dyspozycyjnej zarówno w szczycie zimowym jak i letnim osiągnie w 2030 r. ok. 7000 MW. W związku z powyższym w latach 2021-2030 konieczne będzie uruchomienie dodatkowych mocy wytwórczych. Należy podkreślić, że realizacja budowy elektrowni jądrowej zgodnie z harmonogramem określonym w Polskim Programie Energetyki Jądrowej (PPEJ) wpłynie znacząco na zmianę zaprezentowanego bilansu mocy, obniżając poziom niedoborów w sposób adekwatny do ilości oddanych bloków. Realizacja inwestycji tylko w zakresie jednostek wytwórczych będących obecnie w trakcie realizacji, przy zakładanym poziomie wycofań jednostek wytwórczych istniejących, pozwala na utrzymanie rezerwy mocy w systemie na wymaganym poziomie tylko w krótkim, około trzy letnim okresie czasowym 2019-2021. Nie rozwiązuje to całkowicie problemu niedoboru mocy w okresach 2015-2018 i od drugiej połowy 2021 r. do końca okresu objętego analizami.

1.4.2. Bilans energii elektrycznej

W tabelach nr 16 i 17 oraz na wykresie nr 5 przedstawiono bilans energii elektrycznej. Został on wykonany na podstawie deklarowanych przez wytwórców wielkości wytwarzania w rozpatrywanym okresie czasu oraz szeregu założeń dotyczących możliwości generacyjnych z pozostałych jednostek wytwórczych, nieobjętych badaniem ankietowym. M.in. założono roczny czas wykorzystania farm wiatrowych na lądzie - 1900 h, natomiast dla farm wiatrowych na morzu - 3000 h. Dla źródeł PV przyjęto roczny czas wykorzystania mocy tych źródeł na poziomie ok. 600 h, a dla źródeł na biomasę i biogaz - 5300 h. W odniesieniu do jednostek wodnych przepływowych założono, że utrzymane zostanie wytwarzanie z 2013 r. w istniejących jednostkach, a w jednostkach nowych roczny czas wykorzystania mocy będzie wynosił 3900 h.

Tabela nr 16

Prognozowane wytwarzanie i zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2015-2020 [TWh]

Lp.	Rok	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	JWCD	118	125	128	135	150	155
2	nJWCD ciepłne	33	33	34	35	34	34
3	nJWCD OZE	15	17	19	21	22	24
4	Razem	166	174	181	191	206	213
5	Zapotrzebowanie na energię elektryczną	162	166	168	171	174	178

Źródło: PSE S.A.

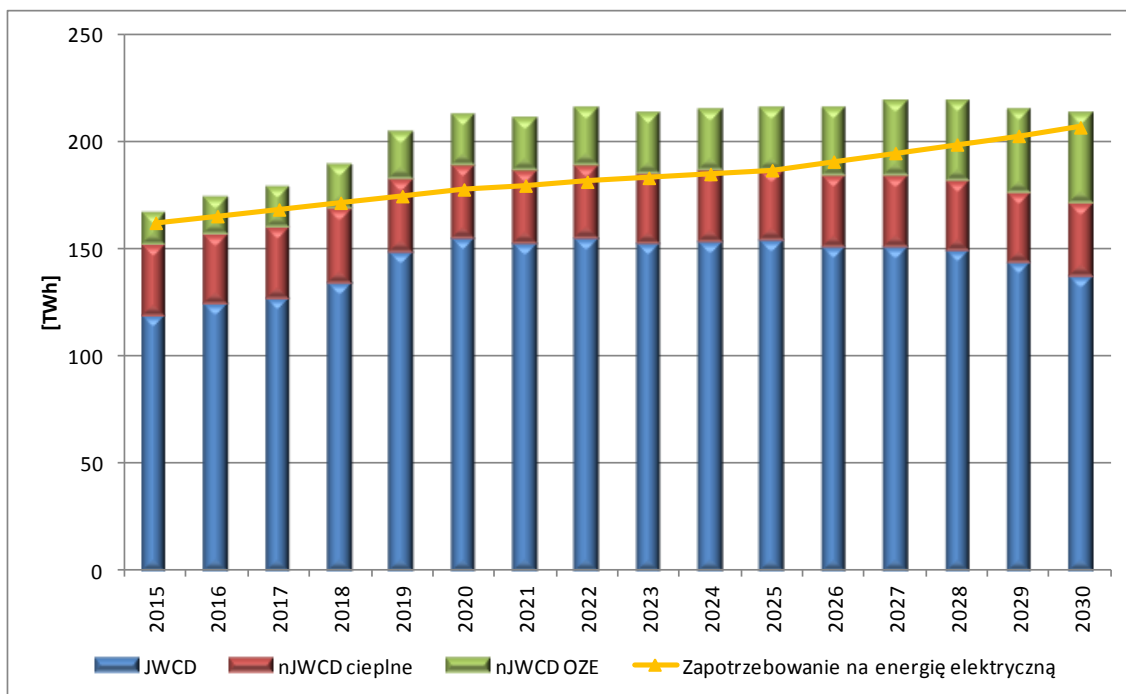
Tabela nr 17

Prognozowane wytwarzanie i zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2015-2030 w układzie pięcioletnim [TWh]

Lp.	Rok	2015	2020	2025	2030
1	JWCD	118	155	155	137
2	nJWCD ciepłne	33	34	33	34
3	nJWCD OZE	15	24	29	42
4	Razem	166	213	217	213
5	Zapotrzebowanie na energię elektryczną	162	178	187	207

Źródło: PSE S.A.

Wykres nr 5

Prognozowane wytwarzanie i zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2015-2030

Źródło: PSE S.A.

Analiza bilansowa wykazuje, że przy prognozowanym średniorocznym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną, na poziomie 1,6 % sumaryczne zdolności generacji

jednostek wytwórczych są wyższe, niż prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną w planowanym okresie. Tym samym nie powinny występować problemy związane z pokryciem zapotrzebowania na energię elektryczną. W rozpatrywanym wariantcie utrzymuje się niewielka nadwyżka wytwórcza, która powinna się znacznie zwiększyć po 2020 r., jeżeli oddane zostaną do użytku dodatkowe jednostki wytwórcze, poza jednostkami będącymi w budowie. PPEJ zakłada oddanie do użytku, w latach 2025-2030, elektrowni jądrowych o łącznej mocy 3000-6000 MW. Jego realizacja w proponowanym kształcie, może znacząco wpłynąć na poprawę zaprezentowanego bilansu energii elektrycznej w kraju.

2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2013-2014

W latach 2013-2014 warunki pracy krajowej sieci elektroenergetycznej były zbliżone do warunków występujących w latach ubiegłych. Występujące stosunkowo łagodne okresy zimowe w omawianych latach, miały m.in. wpływ na nieznaczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Rekordowe zapotrzebowanie na moc elektryczną w szczycie rannym okresu letniego wystąpiło 30 lipca 2014 r. i wyniosło 21 625 MW. Tak duże obciążenie, wynikające m.in. z bardzo wysokich temperatur, nie wywołało zakłóceń pracy KSE, mimo pełnego wykorzystania dostępnych mocy. Warunki napięciowe i poziom zapasu stabilności napięciowej pozostały bez zmian. Z uwagi na niską dopuszczalną obciążalność linii 110 kV w wyższych temperaturach otoczenia, trudne warunki pracy sieci 110 kV występowały na obszarach działania spółek dystrybucyjnych: ENERGA-OPERATOR S.A. (Oddział Kalisz), PGE Dystrybucja S.A. (Oddział Warszawa), ENEA Operator (Oddział Poznań i Bydgoszcz) oraz TAURON Dystrybucja S.A. (Oddział Wrocław). W odniesieniu do wcześniejszych okresów, w części wymienionych obszarów, warunki pracy sieci uległy poprawie. Wpływ na to miały przeprowadzone modernizacje i nowe inwestycje.

W stanach normalnych pracy KSE, stosując dostępne środki takie jak:

- 1) odpowiednie planowanie prac remontowych i inwestycyjnych w sieci;
- 2) zmiana układu pracy wybranych fragmentów sieci;
- 3) zmiana grafików generacji wybranych jednostek wytwórczych;
- 4) zmiana salda wymiany międzynarodowej.

OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE. Często jednak odbywało się to kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz wpływało na harmonogramy prac inwestycyjnych. Zmiany grafików generacji oraz wymiany międzysystemowej powodowały zwiększenie kosztów funkcjonowania KSE.

Zagrożenie powstania rozległej awarii, powiązanej z pozbawieniem zasilania odbiorców na znacznym obszarze kraju wystąpić może w ekstremalnie trudnych warunkach pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Nastąpić może wtedy, gdy w okresie skrajnie dużego zapotrzebowania na moc wystąpią znaczne anomalie pogodowe, dojdzie do jednoczesnego wyłączenia dużej liczby elementów sieci, odstawiona zostanie na skutek awarii duża liczba jednostek wytwórczych lub ujawni się silny, negatywny wpływ systemów elektroenergetycznych krajów sąsiednich. Zagrożenia te dotyczą zarówno okresów zimowych jak i letnich. Awarie jakie wystąpiły w tym okresie miały z reguły charakter lokalny i były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji OSP. W latach 2013-2014 wystąpiły następujące awarie o charakterze obszarowym:

- 1) 5-6 grudnia 2013 r. - liczne wyłączenia elementów sieci 110 kV podczas huraganu Ksawery, które lokalnie powodowały ograniczenia zasilania odbiorców,
- 2) 7 marca 2013 r. - samoczynne wyłączenie linii 220 kV Świebodzice-Klecina z odczepem do Biskupic oraz wyłączenie AT-1 220/110 kV 160 MVA w stacji Klecina,
- 3) 23 lutego 2014 r. - w rozdzielni 110 kV Pątnów po zadziałaniu zabezpieczenia różnicowego szyn zbiorczych wyłączyły się wszystkie odejścia z systemu 1B i 2,

- 4) 27 czerwca 2014 r. - w rozdzielni 110 kV Kozienice po zadziałaniu zabezpieczenia różnicowego szyn zbiorczych 110 kV, wyłączył się system dwóch szyn zbiorczych 110 kV (wszystkie odcjęcia) z powodu zwarcia w polu linii 110 kV Sobolew.

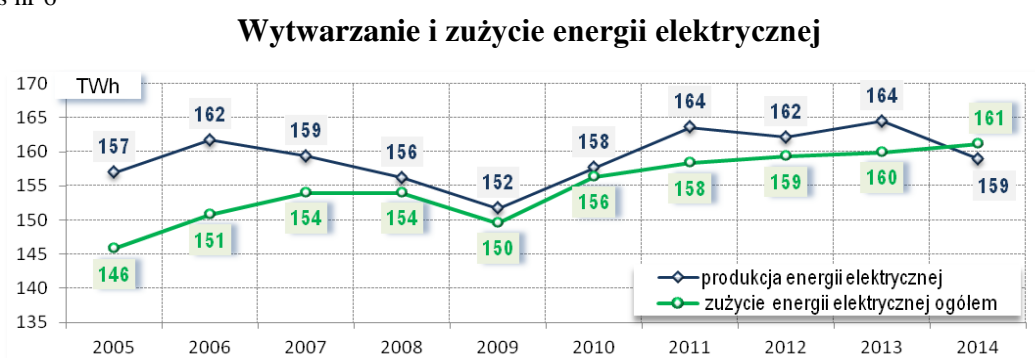
Zainstalowanie dodatkowych statycznych źródeł mocy biernej w północnej i centralnej części KSE (łącznie 684 Mvar) oraz zwiększone zdolności wytwórcze mocy biernej w Elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec poprawiły bilans mocy biernej w tym rejonie i znacznie zmniejszyły zagrożenie wystąpienia awarii. Dalszy wzrost zapotrzebowania na moc w KSE, bez zwiększenia w północnej części kraju liczby i mocy jednostek wytwórczych oraz odpowiedniej rozbudowy sieci, spowodować może ponowne zwiększenie zagrożenia tego typu awarią. Ocenia się, że realizacja prowadzonych działań inwestycyjnych związanych z budową jednostek wytwórczych przyłączonych do stacji Włocławek i Płock w dużym stopniu przyczyni się do ograniczenia zagrożenia, a budowa kolejnych jednostek wytwórczych wraz z rozbudową sieci przesyłowej przewidzianej w Planie Zamierzeń Inwestycyjnych praktycznie może je wyeliminować. Obniżona obciążalność znacznej liczby linii 110 kV w wysokich temperaturach otoczenia stanowi problem w prowadzeniu ruchu sieci i jednostek wytwórczych KSE. Najbardziej zagrożonymi z powodu obniżonej przepustowości linii w wysokiej temperaturze otoczenia obszarami krajowego systemu elektroenergetycznego są obszary sieci 110 kV: ENERGA-OPERATOR S.A. (Oddział Kalisz), ENEA Operator Sp. z o.o. (Oddział Bydgoszcz) (obszar zasilany z rozdzielni 110 kV Pątnów) oraz aglomeracja warszawska. W obszarach tych konieczne jest w okresach występowania wysokich temperatur, wymuszanie generacji w lokalnych elektrociepłowniach, wprowadzanie specjalnych układów pracy sieci oraz zmiany harmonogramów prac remontowych i inwestycyjnych. Podobne problemy, lecz w mniejszej skali, występują także w aglomeracji poznańskiej i szczecińskiej. W porównaniu do wcześniejszych sezonów w części z wymienionych obszarów warunki pracy sieci uległy poprawie ze względu na przeprowadzone modernizacje i nowe inwestycje i instalacje systemów DOL (Dynamiczna Obciążalność Linii), które mają za zadanie zwiększyć zdolności przesyłowe sieci 110 kV poprzez wykorzystanie aktualnych czynników wpływających na bieżącą obciążalność linii.

3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej

W 2014 r. w Polsce wytworzono ok. 159 TWh energii elektrycznej, to jest mniej o 5,5 TWh (o 3,3%) niż w 2013 r. Przyczyną tego obniżenia była stabilizacja popytu na energię oraz dodatnie saldo wymiany handlowej (różnica pomiędzy importem i eksportem). Po raz pierwszy od 1990 r. import energii elektrycznej przewyższył eksport (o 2 167 GWh). Jedną z ważnych przyczyn wzrostu importu było okresowe występowanie niższych cen, w szczególności w Szwecji, z którą Polska jest połączona kablem stałoprądowym.

Wykres nr 6



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Zmiana zużycia energii elektrycznej ogółem (2014/2013) była minimalna (dynamika 100,7 %), zaś poziom zużycia, który wyniósł 161,1 TWh, był najwyższy w historii - wzrost o 10,5 % w porównaniu z 2005 r. Obserwowane w 2009 r. ograniczenie wielkości wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, było efektem występującego w tamtym okresie spowolnienia tempa rozwoju gospodarczego kraju.

W Polsce w wytwarzaniu energii elektrycznej zdecydowanie dominują elektrownie ciepłe i elektrociepłownie zawodowe, które w 2014 r. wytworzyły 142,2 TWh, czyli 89,4 % całego wolumenu generacji. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 87,9 % energii, a tylko około 1,5 % z elektrowni wodnych zawodowych. Następna grupa wytwórców - elektrownie przemysłowe w 2014 r. wytworzyły 7,9 TWh, co stanowiło 5 % całkowitej wytworzonej energii elektrycznej.

Grupa elektrowni ciepłych zawodowych wytwarzała energię w:

- 1) oparciu o węgiel kamienny - w 2014 r. 74,5 TWh, czyli 46,9 % wytwarzania krajowego,
- 2) oparciu o węgiel brunatny - 53,5 TWh, odpowiednio 33,7 %;
- 3) procesie współspalania biomasy i biogazu - 4,2 TWh, tj. 2,7 %;

- 4) oparciu o gaz ziemny - 3,9 TWh tj. 2,4 %, (w 2013 r. i w pierwszej połowie 2014 r. wystąpiło ograniczenie wytwarzania w tej technologii, główną przyczyną był czasowy brak systemu wsparcia⁴⁾ w postaci „żółtych” certyfikatów),
- 5) źródłach biomasowych - 3,6 TWh (tj. 2,3 %), dzięki uruchomieniu nowych jednostek dedykowanych wystąpił wyraźny wzrost wolumenu wytworzonej energii.

W przypadku obydwu rodzajów paliw, obserwujemy ograniczenie wytwarzania (2014/2013), z węgla brunatnego o 5,1 % i nieco większe (o 6,7 %) z węgla kamiennego. Przyczyną były między innymi wyłączenia z eksploatacji pod koniec 2013 r. bloku nr 10 w Elektrowni Turów, w listopadzie 2013 r. bloku nr 3 w Elektrowni Dolna Odra oraz prowadzone w 2014 r. remonty i modernizacje niektórych bloków, m. in. w: Elektrowni Kozienice, Elektrowni Połaniec, Elektrowni Łaziska, Elektrowni Łagisza, Elektrowni Rybnik, Elektrowni Bełchatów oraz w Elektrowni Turów⁵⁾. Jednocześnie wytwarzanie ze źródeł konwencjonalnych wypiera w szybkim tempie pozyskiwanie energii elektrycznej z rozwijających się źródeł OZE oraz z importu.

Tabela nr 18

Dynamika i struktura wytwarzania energii elektrycznej

Wyszczególnienie	2013	2014	Dynamika (2014/2013)	2013	2014
	GWh		%	%	
Wytwarzanie ogółem w kraju	164 444	158 947	96,7	100,0	100,0
Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe	149 325	142 167	95,2	90,8	89,4
<i>z tego:</i>					
- Elektrownie zawodowe ciepłne	146 667	139 765	95,3	89,2	87,9
<i>z tego:</i> - węgiel kamienny	79 868	74 503	93,3	48,6	46,9
<i>w tym: elektrociepłownie</i>	17 562	16 688	95,0	10,7	10,5
- węgiel brunatny	56 347	53 498	94,9	34,3	33,7
- gaz ziemny	3 767	3 873	102,8	2,3	2,4
- biomasa	2 834	3 647	128,7	1,7	2,3
- współspalanie biomasy/biogazu	3 852	4 243	110,2	2,3	2,7
- Elektrownie zawodowe wodne	2 658	2 402	90,4	1,6	1,5
Elektrociepłownie przemysłowe	8 080	7 941	98,3	4,9	5,0
Elektrownie pozostałe	7 040	8 839	125,6	4,3	5,6
Wytwarzanie OZE (z wiersza ogółem)	17 067	19 821	116,1	10,4	12,5
<i>z tego: wiatr</i>	6 004	7 668	127,7	3,7	4,8
<i>woda</i>	2 439	2 172	89,0	1,5	1,4
<i>biomasa</i>	3 596	4 428	123,1	2,2	2,8
<i>biomasa (układ hybrydowy)</i>	408	221	54,2	0,2	0,1
<i>współspalanie biomasy/biogazu</i>	3 931	4 513	114,8	2,4	2,8
<i>biogaz</i>	687	812	118,1	0,4	0,5
<i>słońce</i>	1,5	6,8	459,5	0,001	0,004

Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Energia elektryczna w kraju w 2014 r. wytwarzana była w przeważającej większości w oparciu o węgiel lub z jego udziałem, w wysokości około 82,7 %. Struktura wytwarzania, według nośników w 2014 r. przedstawiała się następująco:

- 1) węgiel kamienny - około 48,9 %;
- 2) węgiel brunatny - około 33,7 %;
- 3) paliwa gazowe - 3,1%;

⁴⁾ W dniu 30 kwietnia 2014 r. weszła w życie ustawa z dnia 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2014 r. poz. 490), wznawiająca funkcjonowanie systemu wsparcia („czerwone” i „żółte” certyfikaty) do końca 2018 r.

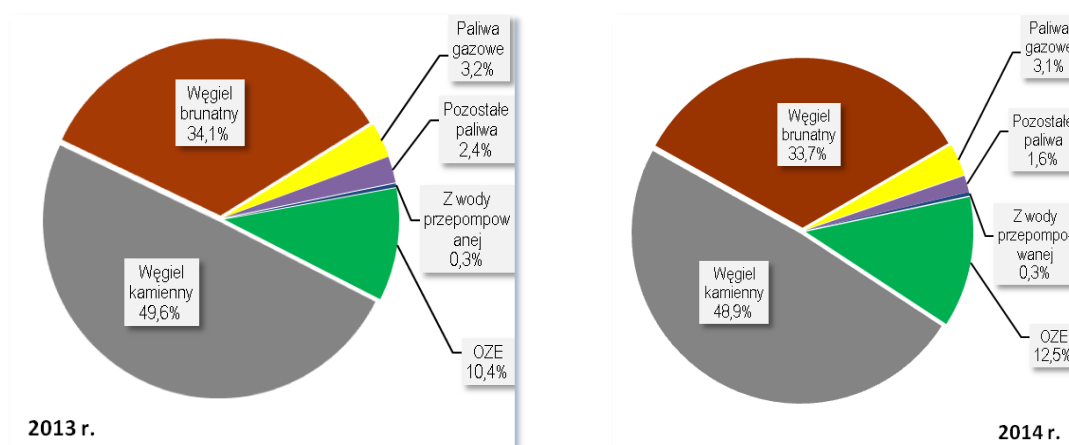
⁵⁾ Według danych PSE S.A.

- 4) woda przepompowana - około 0,3 %;
- 5) odnawialne źródła energii - 12,5 %;
- 6) pozostałe paliwa - 1,6%.

Strukturę wytwarzania energii elektrycznej według nośników przedstawia wykres nr 7.

Wykres nr 7

Struktura wytwarzania energii elektrycznej według nośników



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

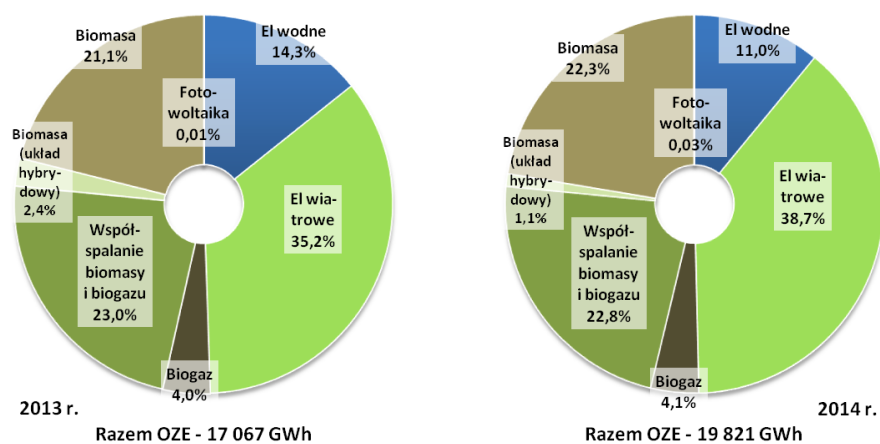
Rozwój OZE jest głównie efektem stosowanych mechanizmów wsparcia dla generacji tzw. „energii zielonej”. Przyjęte w październiku 2014 r. konkluzje Rady Europy w sprawie polityki klimatycznej do 2030 r. zakładają w zakresie OZE zwiększenie udziału tych źródeł do 27 % (zobowiązanie na poziomie UE).

Rozwijający się segment odnawialnych źródeł energii (OZE) w 2014 r. wygenerował 19 821 GWh energii elektrycznej i był to wzrost o 16,1 % (o 2 753,9 GWh) w porównaniu z 2013 r. W poszczególnych technologiach w 2014 r. wytworzono następujące ilości energii elektrycznej:

- 1) w energetyce wiatrowej - 7 668 GWh tj. 38,7 % generacji z OZE, w latach 2013-2014 z wiatru wytworzono najwięcej energii „zielonej” ;
- 2) w biomasowych kotłach dedykowanych (łącznie z układami hybrydowymi) - 4 649 GWh, tj. 23,4 %;
- 3) w technologii współspalania z węglem - 4 513 GWh, tj. 22,8 %. Do 2012 r. był to lider generacji „zielonej energii” z wytwarzaniem na poziomie 7 240,7 GWh. Ograniczanie wytwarzania (od lutego 2013 r.) wiązało się z nadpodażą zielonych certyfikatów i ich niższymi cenami;
- 4) z wody - 2 172 GWh, tj. 11 %;
- 5) w źródłach fotowoltaiki - 6,8 GWh, był to kilkukrotny wzrost wytwarzania w zestawieniu z rokiem poprzednim, ale udział w strukturze OZE tej technologii wytwarzania energii, pozostawał niewielki (0,03 %).

Strukturę wytwarzania energii elektrycznej z OZE przedstawia wykres nr 8.

Struktura wytwarzania energii elektrycznej z OZE



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Wytwórcami energii elektrycznej w oparciu o węgiel brunatny w energetyce zawodowej są⁶⁾:

- 1) Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., która jest dominującym wytwórcą energii w tej technologii (ponad 79 % generacji na węglu brunatnym), a generacja odbywa się w:
 - a) Elektrowni Bełchatów (5 298 MW mocy zainstalowanej),
 - b) Elektrowni Turów (1 498,8 MW),
 - c) Elektrociepłowni Zgierz (16,7 MW);
- 2) Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.:
 - a) Elektrownia Adamów (600 MW),
 - b) Elektrownia Pątnów I (1 200 MW),
 - c) Elektrownia Pątnów II (464 MW),
 - d) Elektrownia Konin (143 MW).

Do czołowych wytwórców (zawodowych) energii w oparciu o węgiel kamienny należą:

- 1) Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. - wytwórcą energii w oparciu o węgiel kamienny w grupie jest głównie spółka TAURON Wytwarzanie S.A., w skład której wchodzi:
 - a) Elektrownia Jaworzno III (1 345 MW),
 - b) Elektrownia Łaziska (1 155 MW),
 - c) Elektrownia Łagisza (820 MW),
 - d) Elektrownia Siersza (666 MW),
 - e) Elektrownia Stalowa Wola (300 MW),
 - f) Elektrownia Jaworzno II (140 MW),
 - g) Elektrownia Blachownia (165 MW) - 26 listopada 2014 r. wniesiona została do spółki TAMEH POLSKA Sp. z o.o.;
- 2) Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., w której na węglu kamiennym pracują elektrownie:

⁶⁾ Dane na koniec grudnia 2014 r.

- a) Elektrownia Dolna Odra (1 772 MW),
 - b) Elektrownia Opole (1 492 MW),
- oraz elektrociepłownie zawodowe, m.in.:
- a) Zawodowa Elektrociepłownia Bydgoszcz (248,4 MW),
 - b) Elektrociepłownia Pomorzany (134,2 MW);
- 3) EDF Polska S.A. - do grupy należy:
- a) jedna z większych elektrowni systemowych - Elektrownia Rybnik (1 840 MW) oraz
 - b) kilka elektrociepłowni zawodowych, m.in.:
 - Elektrociepłownia Kraków Łęg (460MW),
 - Elektrociepłownia Wrocław (263 MW),
 - Elektrociepłownia Czechnica (100 MW),
 - Elektrociepłownia Gdańsk 2 (220,6 MW),
 - Elektrociepłownia Gydnia 3 (110 MW);
- 4) Grupa Kapitałowa ENEA S.A., z El. Kozienice o mocy zainstalowanej 2 960 MW;
- 5) Grupa GDF SUEZ z Elektrownią Połaniec (1 523 MW);
- 6) Grupa Kapitałowa ENERGA S.A. z Elektrownią Ostrołęka B (647 MW) i elektrociepłowniami:
- a) Elektrociepłownią Ostrołęka A (93,5 MW),
 - b) Elektrociepłownią Elbląg (49 MW),
 - c) Elektrociepłownią Kalisz-Piwonice (8 MW).

Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrociepłowniach zawodowych opalanych gazem odbywa się w:

- 1) Grupie Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.:
 - a) Elektrociepłowni Lublin Wrotków (246,5 MW),
 - b) Elektrociepłowni Rzeszów (131,8 MW),
 - c) Elektrociepłowni Gorzów (97,5 MW),
- 2) EDF Polska S.A. - Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (198 MW);
- 3) Elektrociepłowni Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (112,8 MW).

W rozwijającej się grupie elektrowni ciepłych zawodowych biomasowych w 2014 r. energię wytwarzały:

- 1) Grupa GDF SUEZ - El. Połaniec - Zielony BLOK (205 MW);
- 2) Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.:
 - a) Elektrociepłownia Szczecin (68,5 MW),
 - b) Elektrociepłownia Kielce BM (17,5 MW);
- 3) Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. w:
 - a) Elektrowni Jaworzno II BM (50 MW),
 - b) Elektrowni Stalowa Wola BM (30 MW),
 - c) Elektrociepłowni Tychy BM (40 MW);
- 4) Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. - Elektrownia Konin (55 MW);
- 5) Grupa Kapitałowa ENERGA S.A. - Elektrociepłownia Elbląg BM (25 MW).

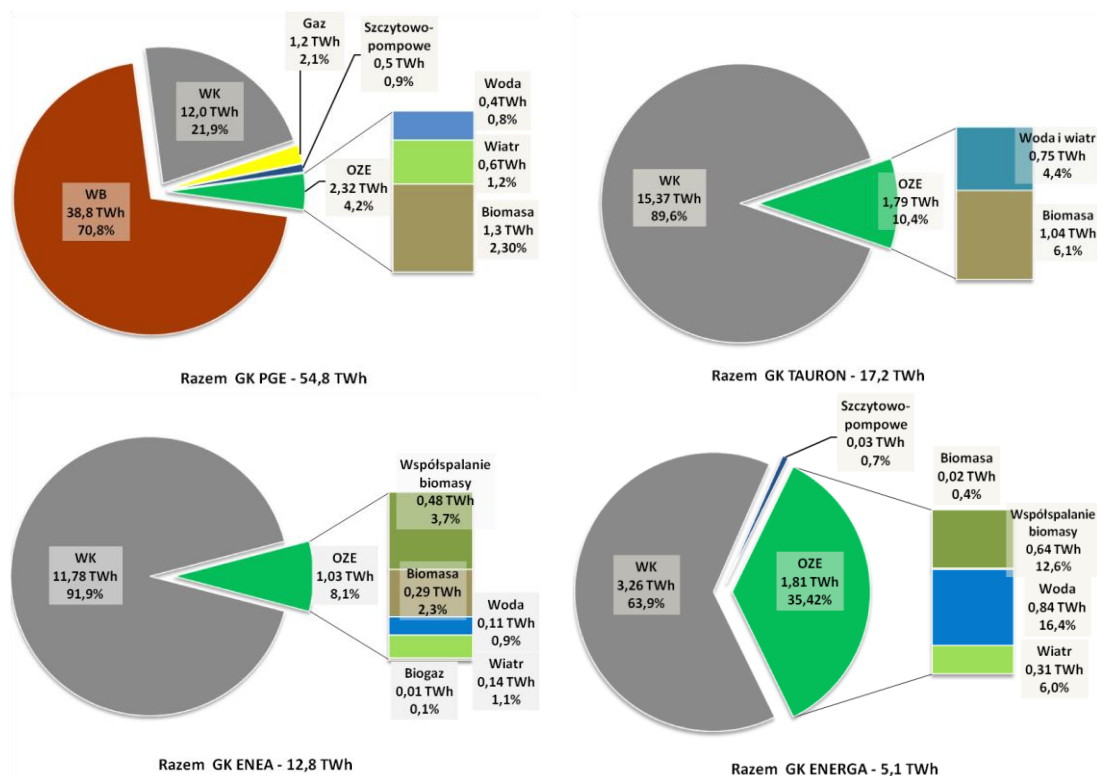
Największym producentem energii elektrycznej w Polsce jest Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., która w 2014 r. wygenerowała około 37,5 % wolumenu. Drugie miejsce, ze znacznie mniejszym udziałem (około 11,5 %) zajmowała Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. Do liczących się podmiotów na polskim rynku

energii elektrycznej należą także: EDF Polska S.A., Grupa Kapitałowa ENEA S.A. Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A., Grupa GDF SUEZ i Grupa Kapitałowa ENERGA S.A.

W 2014 r. cztery główne polskie grupy energetyczne - GK PGE, GK TAURON, GK ENEA oraz GK ENERGA wytworzyły ponad 60 % energii elektrycznej w kraju. W GK PGE zdecydowaną większość energii (ponad 70 % tj. 38,8 TWh) generowano w oparciu o węgiel brunatny (WB). Pozostałe trzy grupy, w obszarze energetyki konwencjonalnej, wytwarzały energię z węgla kamiennego (WK). W technologiach źródeł odnawialnych grupy te wytworzyły w sumie blisko 7 TWh energii (tj. od 1 TWh do 2,3 TWh), co wynosiło od 4,2 % do ponad 35 % wolumenu ich produkcji⁷⁾. Szczegółowe informacje dotyczące struktury wytwarzania w omawianych grupach energetycznych przedstawia wykres nr 9.

Wykres nr 9

Struktura wytwarzania energii elektrycznej netto w czterech polskich grupach energetycznych w 2014 r.
(w przypadku GK ENERGA wytwarzanie brutto)



Źródło: ARE S.A., Raporty grup energetycznych (niezależne od badań statystycznych).

3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą

KSE współpracuje synchronicznie z systemami Niemiec, Słowacji i Czech oraz asynchronicznie z systemami Szwecji, Ukrainy i Białorusi. Połączenia Polski z krajami sąsiednimi obejmują jedenaście międzysystemowych linii transgranicznych (na napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV oraz 750 kV), z czego dwie linie są wyłączone. W chwili obecnej linie energetyczne Białystok-Roś (Polska-Białoruś) oraz Rzeszów-Chmielnicka (Polska-Ukraina) nie są wykorzystywane.

⁷⁾ Dane pochodzą z raportów niezależnych od badań statystycznych

Wymianę międzysystemową energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2013-2014 (GWh) przedstawia tabela nr 19. Saldo wymiany energii elektrycznej między Polską a sąsiednimi krajami wyniosło 2 167 GWh (import).

Tabela nr 19

Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2013-2014 (GWh)

Lp.	Wyszczególnienie	2013			2014		
		Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
1.	Białoruś	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.	Czechy	182,3	7 846,9	-7 664,6	520,9	7 683,0	-7 162,1
3.	Niemcy	5 452,4	539,5	4 912,9	9 204,3	50,9	9 153,4
4.	Słowacja	121,5	3 172,5	-3 051,0	6,0	3 500,6	-3 494,5
5.	Szwecja	1 016,0	763,7	252,4	3 091,9	107,6	2 984,3
6.	Ukraina	1 029,2	0,0	1 029,2	685,8	0,0	685,8
7.	Razem	7 801,5	12 322,6	-4 521,1	13 508,9	11 342,1	2 166,8

Źródło: PSE S.A.

Aktualny stan wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2013-2014, na poszczególnych liniach międzysystemowych, przedstawia tabela nr 20.

Tabela nr 20

Wymiana energii elektrycznej z zagranicą w latach 2013-2014 (GWh) na poszczególnych liniach - przepływy fizyczne

Wyszczególnienie	2013			2014		
	Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
Wymiana równoległa	5 745,1	10 585,7	-4 840,7	9 401,3	10 585,6	-1 184,3
Nosowice - Wielopole (400 kV)	21,8	3 344,7	-3 323,0	4,3	3 114,3	-3 110,0
Hagenverder - Mikułowa (400kV)	3 906,8	166,7	3 740,1	6 673,5	2,3	6 671,3
Liskovec – Kopanina - Bujaków (220kV)	114,7	1 214,2	-1 099,5	176,3	1 193,7	-1 017,4
Vierraden - Krajnik (220 kV)	1 545,6	372,8	1 172,8	2 530,7	48,6	2 482,1
Wymiana nierównoległa	2 056,4	1 736,8	319,6	4 107,6	756,5	3 351,1
Triniec – Mnisztwo - Ropice(100KV)	0,0	298,1	-298,1	0,0	272,8	-272,8
Porici - Bogoszków (110 KV)	10,1	304,0	-293,9	256,2	24,0	232,1
Nachod - Kudowa (110 KV)	1,0	0,0	1,0	73,7	0,0	73,7
Darkow - Pogwizdów (110 KV)	0,0	371,0	-371,0	0,0	352,0	-352,0
Neueibau - Turów (110 KV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Starno - Słupsk (DC 450kV)	1 016,0	763,7	252,4	3 091,9	107,6	2 984,3
Roś - Białystok (220 kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dobrotwór - Zamość (220kV)	1 029,2	0,0	1 029,2	685,8	0,0	685,8
Brześć - Wolka Dobryńska (110kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Razem	7 801,5	12 322,6	-4 521,1	13 508,9	11 342,1	2 166,8

Źródło: PSE S.A.

W celu zwiększenia możliwości importu oraz eksportu energii elektrycznej, PSE S.A. prowadzi inwestycje sieciowe. Na kierunku litewskim trwa realizacja połączenia Polska-Litwa (500 MW), którego pierwszy etap ma zostać zakończony w 2015 r. Na kierunku niemieckim planuje się budowę trzeciego połączenia obejmującego budowę dwutorowej linii 400 KV Plewiska-Eisenhuettenstadt oraz instalacji przesuwników fazowych, mających zapobiegać przepływowi kołowym, wywołanym przez niemiecką energetykę wiatrową.

W okresie do 2020 r. PSE SA planuje zwiększenie możliwości eksportowych do 4 600 MW, a importowych do 3 820 MW. W tym okresie planowane jest zakończenie obydwu etapów połączenia Polska-Litwa (o docelowej mocy 1 000 MW) oraz budowa trzeciego połączenia z Niemcami. Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami, w okresie ostatnich lat przedstawia tabela nr 21.

Tabela nr 21

Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami [GWh]

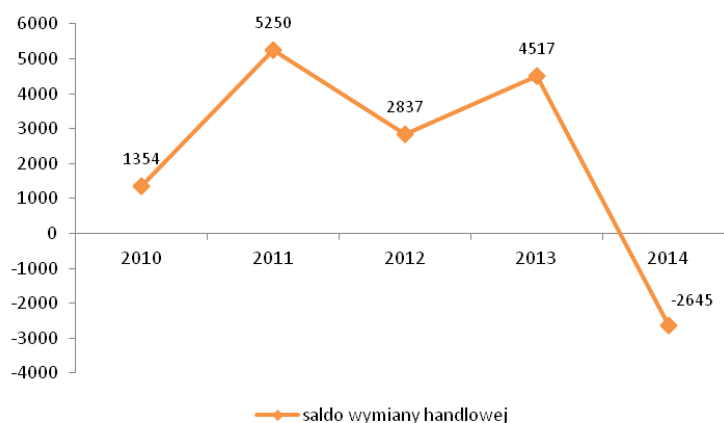
Rok	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Saldo przepływów fizycznych energii elektrycznej	-11 186	-11 001	-5 358	-684	-2 195	-1 355	-5 243	-2 841	-4 521	2 167
Przepływy rzeczywiste (fizyczne)										
Pobór (import)	5 002	4 774	7 752	9 020	7 399	6 309	6 779	9 803	7 801	13 509
Oddanie (eksport)	16 188	15 775	13 110	9 704	9 595	7 664	12 023	12 644	12 323	11 342

Źródło: PSE S.A.

W latach 2005-2013 Polska była eksporterem netto energii elektrycznej - saldo wymiany transgranicznej było dodatnie. W 2014 r. po raz pierwszy od 1990 r. w Polsce wystąpiło ujemne saldo w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej, które wyniosło 2 167 GWh. Nie należy jednak utożsamiać tej wielkości z rzeczywistym zakupem energii za granicą, gdyż w dużej części były to nieplanowane przepływy energii, spowodowane dużą generacją energii wiatrowej w Niemczech. Jest to przyczyną istotnego ograniczenia zdolności przesyłowych, oferowanych na zasadach rynkowych, w całym regionie Europy środkowo-wschodniej. W konsekwencji sam handlowy import energii elektrycznej na przekrojach synchronicznych z Czech, Niemiec i Słowacji z tego powodu był w latach 201-2014 silnie ograniczony. Bilans handlowy - saldo wymiany energii elektrycznej w latach 2010-2014 (GWh) przedstawia wykres nr 10, zaś dynamikę importu handlowego energii elektrycznej w latach 2013-2014 - tabela nr 22.

Wykres nr 10

Bilans handlowy - saldo wymiany energii elektrycznej w latach 2010-2014 (GWh)



Źródło: URE, PSE S.A.

Tabela nr 22

Dynamika importu handlowego energii elektrycznej w latach 2013-2014

Wyszczególnienie	Jedn.	2013	2014	Dynamika (2013=100%)
Import handlowy energii (przepływy handlowe)	GWh	2 336	4 360	186,6
Udział importu w pokryciu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną)	%	1,42	2,74	-

Źródło: URE.

W rezultacie, jedynym regularnie udostępnianym na warunkach rynkowych połączeniem transgranicznym był SwePol Link na przekroju polsko-szwedzkim. W odróżnieniu od pozostałych połączeń transgranicznych KSE, handlowy obrót energią elektryczną za pośrednictwem SwePol Linku, odbywał się za pośrednictwem RDN na TGE.

Import handlowy energii elektrycznej w 2014 r. wzrósł (o 86,6 %) w stosunku do 2013 r., z około 2,34 TWh do 4,36 TWh, uzyskując najwyższy poziom w latach 2010-2014. Przyczynił się do tego głównie zakup energii elektrycznej z kierunku szwedzkiego.

Udział energii elektrycznej z importu handlowego, w pokryciu krajowego zapotrzebowania, wzrósł w analizowanym okresie z 1,42 % w 2013 r. do 2,74 % w 2014 r.

3.3. Możliwość dysponowania krajowymi źródłami wytwórczymi.

Przepisy ustawy PE nakładają na OSP obowiązek dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV. OSP jest odpowiedzialny za zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE. OSP zobowiązany jest do bilansowania wytwarzania i zużycia energii elektrycznej oraz do uwzględniania w planowaniu pracy jednostek wytwórczych ograniczeń systemowych. Przy bilansowaniu wytwarzania i zużycia energii elektrycznej brane jest pod uwagę zapotrzebowanie na energię elektryczną, ograniczenia sieciowe oraz parametry techniczne jednostek wytwórczych i ich możliwości regulacyjne. Ze względu na prowadzenie ruchu, jednostki wytwórcze dzielą się na: jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) będące w dyspozycji OSP i jednostki wytwórcze niebędące JWCD, czyli nJWCD. Tabela nr 23 przedstawia strukturę mocy zainstalowanej KSE oraz mocy osiągalnej w podziale na źródła JWCD i nJWCD.

Tabela nr 23

Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w KSE [MWe]

Wyszczególnienie	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014
Moc zainstalowana w KSE, w tym:	35 594	35 756	37 367	38 046	38 662	39 353
JWCD (MWe)	25 635	25 429	26 062	25 498	25 052	24 663
nJWCD (MWe)	9 959	10 327	11 305	12 549	13 354	13 458
Moc osiągalna w KSE, w tym:	35 243	35 509	37 010	37 720	38 525	38 778
JWCD (MWe)	25 615	25 419	26 057	25 876	25 492	25 265
nJWCD (MWe)	9 628	10 090	10 953	11 844	12 620	13 438

Źródło: ARE S.A., PSE S.A.

Moc elektryczna zainstalowana w KSE, według stanu na koniec grudnia 2014 r., z uwzględnieniem mocy źródeł energetyki rozproszonej wyniosła 39 353 MW. Elektrownie

pozostające w dyspozycji OSP na koniec 2014 r. posiadały 64,7 % udział w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD zmniejszyła się, w stosunku do 2013 r., o 453 MW, co wynika głównie z:

- wycofania z eksploatacji jednej jednostki JWCD o mocy 206 MW w Elektrowni Turów - PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.,
- wycofania z eksploatacji jednej jednostki JWCD o mocy 185 MW w Elektrowni Dolna Odra S.A. - PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.,
- przeniesienia z grupy JWCD do nJWCD jednostki wytwórczej o mocy 110 MW w elektrowni Skawina.

Moc osiągalna nJWCD w 2014 r. zwiększyła się o 818 MW w porównaniu z 2013 r., głównie w wyniku przekazania do eksploatacji nowych farm wiatrowych. Udział nJWCD w mocy osiągalnej KSE w rozpatrywanych latach stanowił odpowiednio 33,11 % w 2013 r. i 34,9 % w 2014 r. Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dniach roboczych w 2014 r. wzrosło w stosunku do 2013 r., przy czym w szczycie wieczornym odnotowano wzrost o 0,5 %, zaś w szczycie rannym o 0,6 %.

Moc dyspozycyjna w 2014 r. w elektrowniach krajowych, w dniach roboczych, była niższa w stosunku do 2013 r. o 1,0 % w szczycie wieczornym oraz 1,3 % w szczycie rannym.

Całkowita suma mocy osiągalnej ciepłych elektrowni zawodowych w 2014 r. stanowiła 77,6 % ogółu mocy osiągalnej KSE, przy czym udział elektrowni zawodowych na węglu kamiennym stanowił ok. 51 %, a udział elektrowni zawodowych na węglu brunatnym ok. 24 %. W 2014 r. zanotowano natomiast bardzo wysoki wzrost mocy osiągalnej źródeł odnawialnych (wiatrowych).

Od 2010 r. następuje zauważalny spadek relacji dyspozycyjności elektrowni krajowych odniesiony do mocy osiągalnej: od około 73,5 % w 2011 r., przez 71,6 % w 2012 r., 70,6 % w 2013 r., do 69 % w 2014 r. Średnioroczna moc osiągalna systemu w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych wzrosła z około 37 749 MW w 2013 r. do 38 216 MW w 2014 r., czyli o ok. 1,2 %. Wzrost ten nie przełożył się jednak na wzrost mocy dyspozycyjnej KSE, która w analogicznym okresie obniżyła się o około 1 %. Obniżyła się także relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej z 70,6 % w 2013 r. do 69,0 % w 2014 r. Zestawienie średnich rocznych wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej elektrowni krajowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych, w latach 2013-2014 [MW] przedstawia tabela nr 24.

Tabela nr 24

Zestawienie średnich rocznych wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej elektrowni krajowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych, w latach 2013-2014 [MW]

Wyszczególnienie	2013	2014	Dynamika 2013/2014
Średnioroczna moc osiągalna (MW)	37 749	38 216	101,2
Średnioroczna moc dyspozycyjna (MW)	26 651	26 383	99,0
Relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej (%)	70,6	69,0	-
Zapotrzebowanie na moc	22 155	22 301	100,6

Źródło: PSE S.A.

Średnioroczna moc osiągalna elektrowni zawodowych w szczytach obciążeń w dniach roboczych w 2014 r., wzrosła w stosunku do 2013 r. o około 0,5 %, z 35 628 MW do 35 816 MW. W 2014 r. zwiększyły się o około 11 % ubytki mocy powstałe na skutek remontów planowych. Nieznacznemu zwiększeniu o 4,4 %, uległy również ubytki, wynikające z remontów awaryjnych. Zaobserwowano natomiast zmniejszenie obciążeń w elektrowniach zawodowych o 2,9 % w dobowych szczytach obciążeń w dniach roboczych. W rezultacie w 2014 r. rezerwy elektrowni zawodowych wzrosły o 9,4 % w stosunku do 2013 r., z 4 064 MW do 4 446 MW. Średnie roczne wielkości mocy osiągalnej, obciążenia, ubytków mocy i rezerw w elektrowniach zawodowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych w latach 2013-2014 [MW] przedstawia tabela nr 25.

Tabela nr 25

Średnie roczne wielkości mocy osiągalnej, obciążenia, ubytków mocy i rezerw w elektrowniach zawodowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych w latach 2013-2014 [MW]

Wyszczególnienie	2013	2014	Dynamika 2013/2014
Moc osiągalna	35 628	35 816	100,5
Obciążenie	21 528	20 895	97,1
Rezerwy	4 064	4 446	109,4
Remonty kapitalne i średnie	3 321	3 697	111,3
Remonty awaryjne	1 114	1 163	104,4
Pozostałe ubytki minus obciążenia i rozruch inwestycyjny	5 601	5 613	100,2

Źródło: PSE S.A.

3.4. Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

Podmioty zaopatrujące gospodarkę krajową w energię elektryczną działają na rynku hurtowym i detalicznym. W podziale na poszczególne podsektory sektora elektroenergetycznego, struktura tych podmiotów jest następująca:

Podsektor wytwarzania

Energia elektryczna wytwarzana jest w:

- 1) 13 elektrowniach zawodowych opalanych węglem kamiennym, należących do siedmiu podmiotów;
- 2) 6 elektrowniach zawodowych wykorzystujących jako paliwo węgiel brunatny, które należą do dwóch podmiotów;
- 3) 31 elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym;
- 4) 14 elektrowniach i elektrociepłowniach na biomasę (w tym w źródłach hybrydowych);
- 5) 5 elektrociepłowniach wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny.

Pozostałe podmioty działające w sektorze wytwarzania energii elektrycznej, to elektrociepłownie przemysłowe oraz pozostałe odnawialne źródła energii. W 2014 r. udział w rynku poszczególnych wytwórców energii elektrycznej przedstawia tabela nr 26.

Tabela nr 26

Udział poszczególnych podmiotów w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2014 r.

Wyszczególnienie	Udział %
GK PGE	37,9
GK TAURON	10,9
GK ENEA	8,9
EDF Polska S.A.	8,8
ZE PAK S.A.	7,0
GK GDF SUEZ	6,0
GK ENERGA	3,3
PGNiG S.A.	2,5
CEZ Polska Sp z o.o.	1,6
Dalkia Polska S.A. (obecnie Veolia)	1,4
RWE Polska S.A.	0,5
Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o	0,4
Pozostali	10,8

Źródło: URE

W 2014 r. Prezes URE udzielił 366 koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, w tym 292 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Na koniec 2014 r., 1 831 podmiotów posiadało ważne koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej.

Podsektor obrotu

Na koniec 2014 r. koncesje na obrót energią elektryczną posiadały 402 podmioty (grupa ta obejmuje również przedsiębiorstwa wytwórcze). Firmy zajmujące się obrotem energią (tzw. spółki obrotu) działają zarówno na rynku hurtowym jak i detalicznym. W 2014 r. na rynku było około 46 przedsiębiorstw aktywnie prowadzących obrót energią elektryczną; wśród nich sześć tzw. „zasiedziały” powstałych w 2007 r. po rozdzieleniu działalności handlowej i dystrybucyjnej w dawnych przedsiębiorstwach energetycznych. Przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziały” (PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. i TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., ENERGA-OBROT S.A., ENEA S.A., RWE Polska S.A.) zajmują się przede wszystkim sprzedażą energii na rynku detalicznym. Natomiast pozostałe przedsiębiorstwa obrotu handlują energią elektryczną głównie na rynku hurtowym.

Podsektor przesyłu

Jedynym podmiotem w Polsce, mającym uprawnienia do pełnienia funkcji Operatora Systemu Przesyłowego, jest powołana w 2004 r. spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (wcześniej funkcjonująca pod nazwą PSE-Operator S.A.). Dnia 16 czerwca 2014 r. Prezes URE wyznaczył przedsiębiorstwo PSE S.A. operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej na kolejny okres, tj. od dnia 2 lipca 2014 r. do dnia 31 grudnia 2030 r.

Podsektor dystrybucji

Operatorzy systemów dystrybucyjnych to przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego. W 2014 r., podobnie jak w roku ubiegłym, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 5 dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej. Są to: ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A., RWE Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A. Ponadto

w 2014 r. w kraju działało 164 przedsiębiorstw pełniących funkcję OSD, działających w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku wydzielenia działalności dystrybucyjnej. Największe z nich to PKP Energetyka S.A.

Rynek energii elektrycznej w Polsce

Obecnie krajowy rynek energii elektrycznej podzielony jest na trzy zasadnicze segmenty:

- 1) rynek kontraktowy, na którym handel odbywa się na podstawie kontraktów dwustronnych, czyli umów sprzedaży energii zawieranych pomiędzy wytwórcami energii, spółkami handlującymi energią oraz odbiorcami końcowymi. Warunki handlowe takiego kontraktu (m.in. ceny sprzedaży/kupna energii elektrycznej, ilość, terminy dostaw) zależą od wyniku negocjacji między stronami kontraktu (kodeksowa swoboda zawierania umów) i są znane tylko stronom danego kontraktu. Rozliczenia prowadzą strony kontraktu, niezależnie od rozliczeń dokonywanych w pozostałych segmentach rynku. Kontrakty dwustronne zawierane są w szerokim horyzoncie czasowym od umów dwustronnych rocznych, poprzez kwartalne i miesięczne porozumienia transakcyjne, aż do transakcji dobowo-godzinowych;
- 2) rynek giełdowy - realizowany na Towarowej Giełdzie Energii S.A. Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na giełdzie odbywa się w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Obrót na giełdzie energii prowadzony jest od godz. 07:15 do godz. 14:30 przez 365 (lub 366) dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków giełdy (zawarcie stosownej umowy z TGE) lub za pośrednictwem domów maklerskich. W 2014 r. TGE prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: RDB, RDN i RTT. Sprzedaż energii elektrycznej była również realizowana w systemie aukcji;
- 3) rynek bilansujący jest specyficznym rodzajem rynku, na którym następuje bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Za bilansowanie odpowiada Operator Systemu Przesyłowego, który administruje rynkiem bilansującym. Uczestnikiem rynku bilansującego może być każdy podmiot, który zawrze z OSP umowę przesyłową w zakresie uczestnictwa w rynku bilansującym, na mocy której będzie realizował fizyczne dostawy (lub odbiór energii).

3.4.1. Rynek hurtowy

Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku hurtowego energii elektrycznej w Polsce nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają na równych prawach dostęp do różnych form sprzedaży energii elektrycznej oraz do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich sprzedawana i kontraktowana jest energia elektryczna.

W 2014 r. na rynku hurtowym wytwórcy energetyki zawodowej sprzedali ogółem 140,8 TWh energii, tj. o 2,7 % energii elektrycznej mniej niż w 2013 r. Główną przyczyną niższej sprzedaży był spadek samego wytwarzania energii, do którego przyczyniło się dodatkowo saldo wymiany handlowej z zagranicą. Zarówno w 2014 r. jak i w 2013 r.

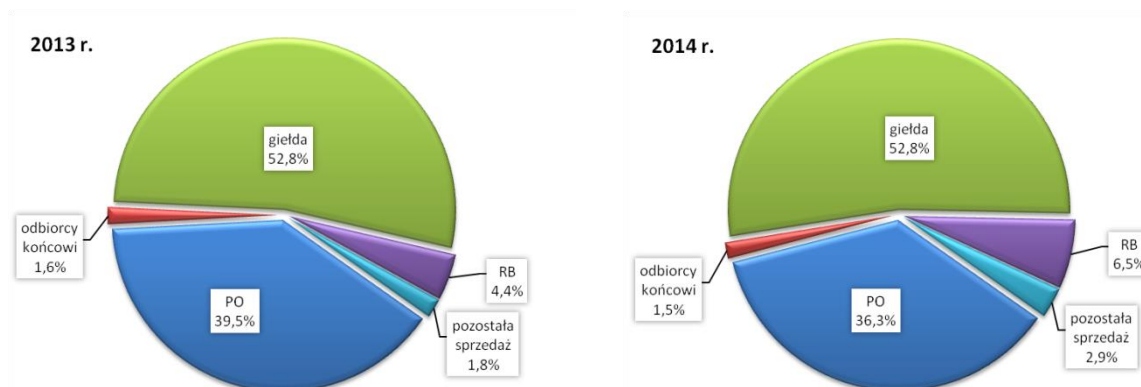
podstawową formą handlu hurtowego energią elektryczną elektrowni i elektrociepłowni zawodowych, była sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. Do popularności giełdowego obrotu energią elektryczną w Polsce przyczyniła się przede wszystkim nowelizacja w 2010 r. ustawy PE, wprowadzającej tzw. obligo giełdowe. Przepisy ustawy nakładają na wytwórców energii elektrycznej obowiązek sprzedaży 15 % wytworzonej energii elektrycznej za pośrednictwem giełdy towarowej. W przypadku wytwórców pobierających rekompensaty z tytułu przedwczesnego rozwiązania kontraktów długoterminowych na zakup energii elektrycznej (tzw. KDT), obligo giełdowe dotyczy całości wytworzonej energii, za wyjątkiem m.in. energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji, na potrzeby własne oraz w jednostkach o mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW_e.

W 2014 r. Towarowa Giełda Energii S.A. pozostała głównym kanałem sprzedaży energii elektrycznej dla wytwórców, z blisko z 53 % udziałem w całkowitym obrocie. Większość energii wytwórcy sprzedawali na rynku RTT, a tylko 3,8 % na RDN i RDB. Należy dodać, że powyższe dane obejmują sprzedaż energii elektrycznej na giełdzie, w kontraktach zawartych w 2014 r. i latach wcześniejszych, dla której fizyczna dostawa nastąpiła w 2014 r.

Do przedsiębiorstw obrotu (PO) zostało skierowane 36,3 % energii elektrycznej, a udział tego kierunku w sprzedaży energii przez wytwórców zmniejszył się w 2014 r. w stosunku do roku poprzedniego o 3,2 pkt procentowe. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (6,5 %), w tym, na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz w niewielkim stopniu do odbiorców końcowych i na eksport. Strukturę sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców ciepłych energetyki zawodowej w latach 2013-2014 przedstawia wykres nr 11.

Wykres nr 11

Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców ciepłych energetyki zawodowej w latach 2013-2014



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Sprzedaż energii elektrycznej poprzez Towarową Giełdę Energii S.A.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2014 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE (z fizyczną dostawą energii w 2014 r. lub latach późniejszych), wyniósł

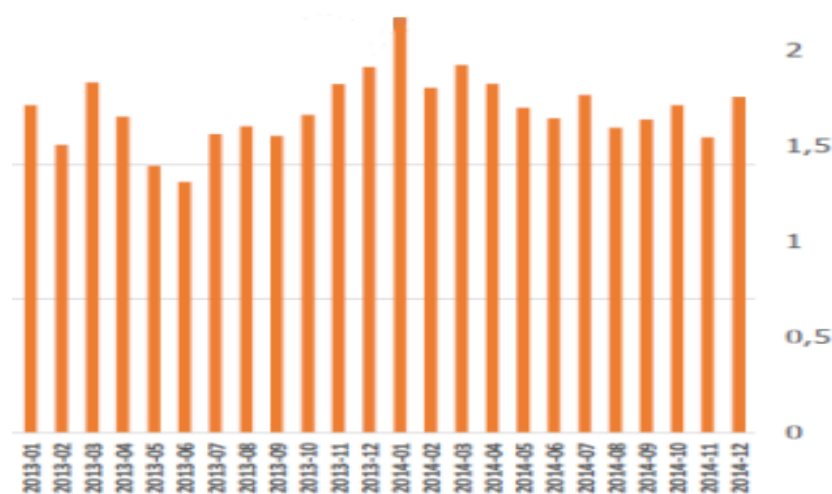
186,7 TWh, co stanowiło około 117 % energii elektrycznej wytworzonej w kraju i 116 % krajowego zapotrzebowania. W porównaniu do 2013 r. nastąpił wzrost wolumenu obrotów o 5,7 %. W 2014 r. na RTT członkowie TGE zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 162,9 TWh. Stanowiło to wzrost o 5,6 % w stosunku do łącznego wolumenu w 2013 r. W odniesieniu do profilu dostawy kontraktu, największy obrót zanotowano na kontraktach o profilu pasmowym BASE_Y-15, który był najbardziej płynnym kontraktem w 2014 r. Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2014 r. wyniósł 94,0 TWh, co stanowiło 57,7 % łącznego wolumenu na parkiecie RTT w zakresie instrumentów na energię elektryczną.

Na rynku spot (RDN i RDB) wolumen obrotów wyniósł 23,8 TWh, przekładając się na wzrost o 7,1 % w porównaniu do 2013 r., przy czym na RDN w 2014 r. członkowie TGE zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 23,7 TWh. Stanowiło to wzrost o 6,9 % w stosunku do łącznego wolumenu na RDN w 2013 r. Z kolei na RDB w 2014 roku członkowie TGE zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 85,4 GWh. Stanowiło to wzrost o 62,1 % w stosunku do 2013 r.

Wolumen obrotów energią elektryczną na RDN na TGE w latach 2013-2014 przedstawia wykres nr 12.

Wykres 12

Wolumen obrotów miesięcznych na RDN TGE w latach 2013-2014 [TWh]



Źródło: TGE S.A.

3.4.2. Rynek detaliczny

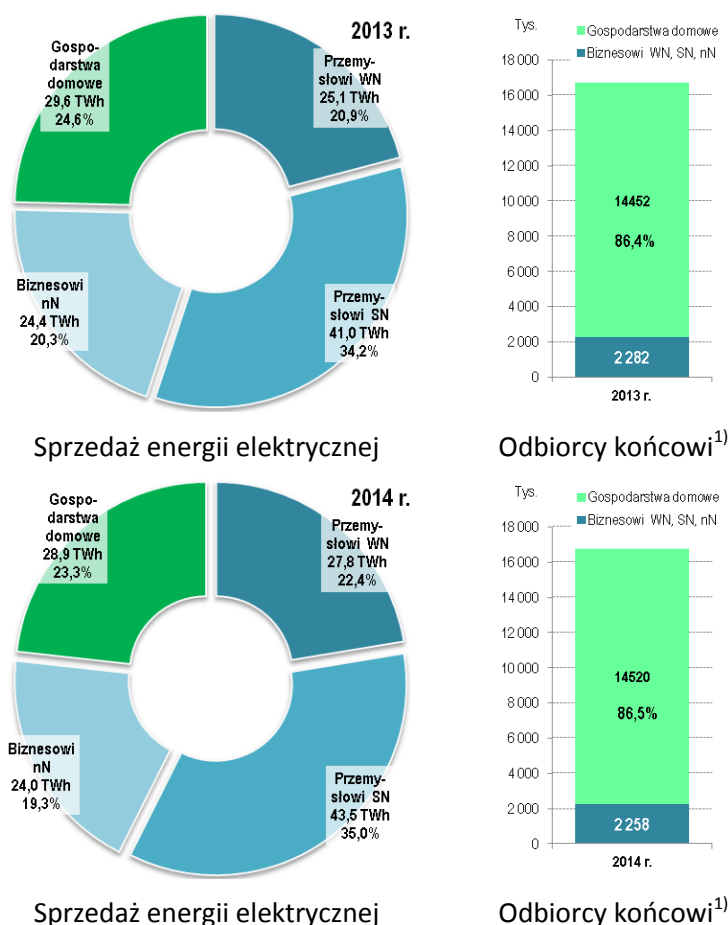
Rynek detaliczny od strony popytowej jest rynkiem odbiorcy końcowego. Zgodnie z definicją zawartą w PE (zmiany, które weszły w życie z dniem 11 marca 2011 r.) „odbiorcą końcowym” jest odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

W 2014 r. odbiorcom końcowym sprzedano 125 316 GWh energii elektrycznej, co oznacza wzrost o 3,5 % (tj. o około 4 200 GWh) w odniesieniu do 2013 r., był to jednocześnie poziom najwyższy na przestrzeni ostatnich lat. Można wyróżnić dwie kategorie odbiorców

końcowych - gospodarstwa domowe oraz odbiorcy biznesowi. Odbiorcy biznesowi odbierają energię elektryczną na wysokich, średnich lub niskich napięciach. W 2014 r. w porównaniu do 2013 r. wzrosła sprzedaż do odbiorców biznesowych, kupujących energię elektryczną na wysokich napięciach (o 10,9 %) i średnich napięciach (o 5,9 %). Mniej energii sprzedano natomiast do odbiorców odbierających energię elektryczną na niskich napięciach, zarówno komercyjnych (o 1,6%) jak i do gospodarstw domowych (o 2,3 %). Najliczniejszą grupę odbiorców końcowych stanowią gospodarstwa domowe (blisko 87 %), do których w 2014 r. trafiło 23,3 % sprzedanej energii. Strukturę sprzedaży energii elektrycznej i liczbę odbiorców końcowych przedstawia wykres nr 13.

Wykres nr 13

Struktura sprzedaży energii elektrycznej i liczby odbiorców końcowych



¹⁾ Liczba odbiorców w rozumieniu liczby przyłączy.

Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02

Od strony podaźowej sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym prowadzona jest przede wszystkim przez przedsiębiorstwa obrotu, a dominują tu tzw. spółki obrotu „zasiedziałe⁸⁾”, z których pięć wchodzi w skład czterech polskich grup energetycznych. Dwie grupy (GK PGE i GK TAURON) posiadają przeważającą część rynku detalicznego - w 2014 r. ponad 62 % energii sprzedanej odbiorcom końcowym. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w podziale na sprzedawców przedstawia tabela nr 27.

⁸⁾ W 2014 r. sześć spółek: PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. i TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., ENERGA-OBROT S.A., ENEA S.A., RWE Polska S.A.

Tabela nr 27

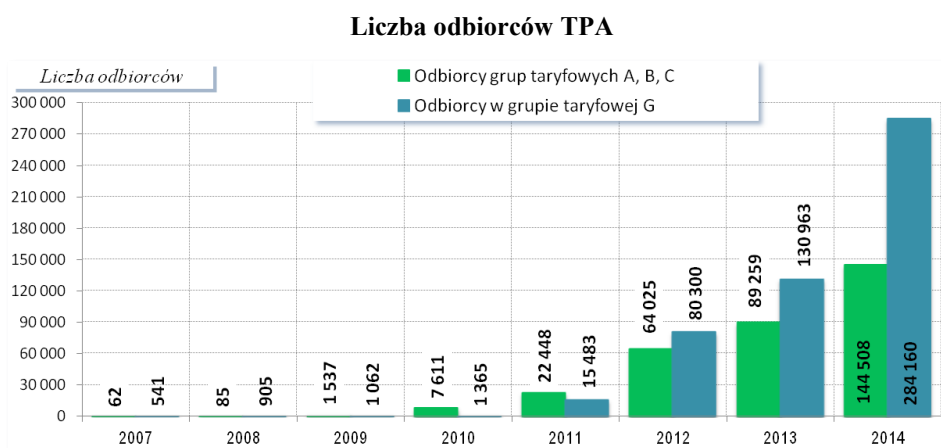
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w podziale na sprzedawców

Wyszczególnienie	Wolumeny		Dynamika	Struktura	
	2013	2014	2014/2013	2013	2014
	TWh		%		
GK PGE	36,9	39,6	107,3	29,9	31,5
GK TAURON	41,3	38,6	93,5	33,4	30,7
GK ENERGA	18,2	16,4	89,7	14,8	13,0
GK ENEA	13,2	16,3	123,6	10,7	13,0
Pozostali	11,4	14,4	126,0	9,3	11,5
Razem sprzedaż	121,1	125,3	103,5	100,0	100,0

Źródło: ARE S.A., Raporty grup energetycznych (niezależne od badań statystycznych)

Po liberalizacji rynku⁹⁾ z zasady TPA, czyli z możliwości jakie daje rynek energii, korzystają w największym stopniu duzi odbiorcy przemysłowi, czyli ci którzy mają najsilniejszą pozycję negocjacyjną. Powoli, wraz ze wzrostem rynkowej świadomości klientów, również pozostali odbiorcy biznesowi, dążąc do obniżki kosztów, poszukują tańszych sprzedawców i negocjują ceny energii. Jednak dotychczas tylko 2,53 % odbiorców końcowych przy zakupie energii korzystało z zasady TPA. Należy pamiętać, że wyraźny wpływ na ten parametr świadczący między innymi o rozwoju rynku, ma najliczniejsza grupa odbiorców w gospodarstwach domowych, wśród których skala zmiany sprzedawcy, pomimo tendencji rosnącej, jest nadal niewielka. Zdecydowanie inaczej przedstawia się sytuacja w obszarze odbiorców biznesowych i tak np. w grupie odbiorców komercyjnych przyłączonych do sieci wysokich napięć już ponad 75 % odbiorców kupowało energię w ramach TPA. Liczbę odbiorców TPA w poszczególnych latach przedstawia wykres nr 14.

Wykres nr 14



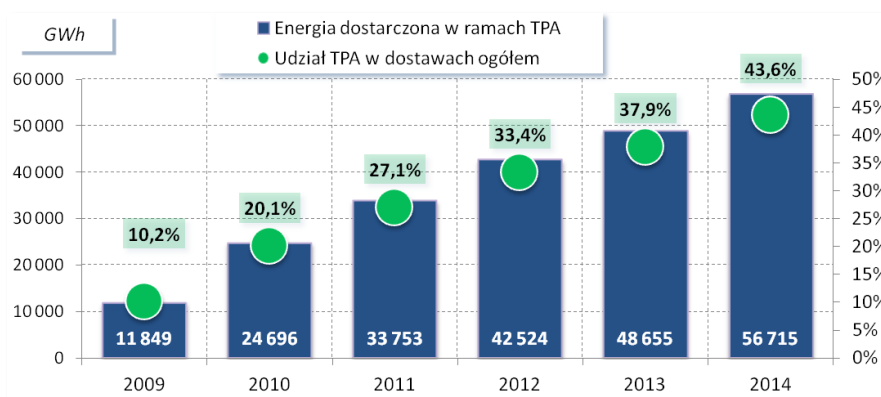
Źródło: URE.

⁹⁾ 1 lipca 2007 r. wszyscy nabywcy energii elektrycznej uzyskali prawo zmiany sprzedawcy energii elektrycznej - TPA, a z początkiem 2008 r. uwolnione zostały ceny w obrocie dla odbiorców komercyjnych (taryfy dla gospodarstw domowych pozostają regulowane).

W 2014 r. liczba odbiorców komercyjnych (grupy taryfowe A, B, C) korzystających z zasady TPA¹⁰⁾ przekroczyła 144 tys., w grupie taryfowej G, gdzie dominują gospodarstwa domowe, przekroczyła 284 tys. W zestawieniu z rokiem poprzednim był to wzrost w grupie odbiorców biznesowych o 55 249 odbiorców (tj. o 61,9 %) i w grupie taryfowej G o 153 197 (tj. o 117 %). O postępującym rozwoju rynku świadczą wyraźnie rosnące wolumeny energii dostarczonej w ramach zasady TPA. W 2014 r. odbiorcom końcowym, korzystającym z tej zasady dostarczono 56 714,8 GWh energii, czyli 43,6 % całego wolumenu, rok wcześniej - 48 654,6 GWh energii, czyli 37,9 %. Energię elektryczną dostarczoną odbiorcom końcowym w ramach TPA i jej udział w dostawach ogółem, przedstawia wykres nr 15.

Wykres nr 15

Energia dostarczona odbiorcom końcowym w ramach TPA i jej udział w dostawach ogółem



Źródło: URE.

¹⁰⁾ Informacje pochodzą ze Sprawozdań Prezesa URE. Odbiorcy końcowych korzystający z zasady TPA to odbiorcy, którzy zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą innym niż spółka wyodrębniona z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, działająca na terenie OSD, do którego sieci są przyłączeni, przy czym odbiorcą TPA jest osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów o świadczenie usług dystrybucyjnych.

4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego

4.1. Podsektor wytwarzania

W sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, dominują duże elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, wykorzystujące paliwa kopalne. W 2014 r. ich łączny udział w mocy zainstalowanej w KSE wyniósł 75 %. Jest to o 1,2 % mniej niż w roku poprzednim. Transformacja spowodowana jest stopniowym wyłączeniem wyeksploatowanych elektrowni węglowych oraz rosnącym znaczeniem źródeł odnawialnych. Jednostki zawodowe opalane węglem kamiennym na koniec 2014 r. stanowiły 50,9 % mocy osiągalnej w KSE, podczas gdy elektrownie zawodowe na węglu brunatnym 24,0 %. Suma mocy osiągalnej w KSE na koniec 2014 r. wyniosła 38 777,9 MW i wzrosła o 253,4 MW w stosunku do roku poprzedniego. Strukturę mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec roku oraz strukturę mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec roku przedstawia tabela nr 28 oraz wykres nr16 i 17.

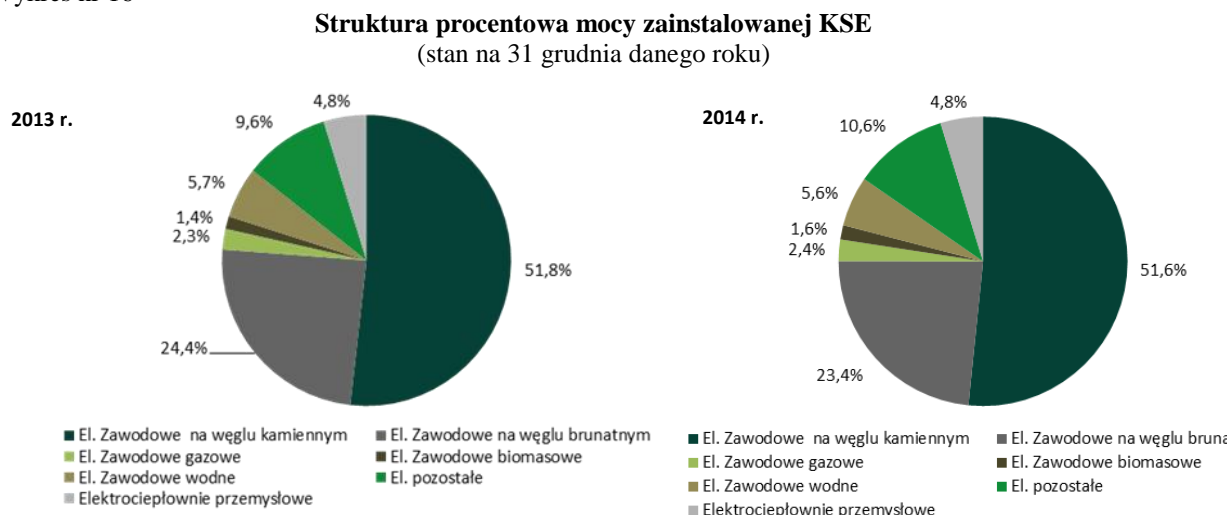
Tabela nr 28

Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec roku

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana			Moc osiągalna		
	2013	2014	Dynamika	2013	2014	Dynamika
	MW		%	MW		%
Elektrownie zawodowe, z tego:	33 087,2	33 294,4	100,6	33 068,4	32 846,7	99,3
Elektrownie zawodowe ciepłne, w tym:	30 886,7	31 086,7	100,6	30 800,2	30 572,7	99,3
na węglu kamiennym	20 024,4	20 291,1	101,3	19 897,9	19 747,3	99,2
na węglu brunatnym	9 420,5	9 220,5	97,9	9 499,7	9 291,7	97,8
gazowe	875,6	927,2	105,9	869,5	920,0	105,8
biomasowe	544,8	626,5	115,0	529,1	609,8	115,3
Elektrownie zawodowe wodne	2 200,5	2 207,7	100,3	2 268,2	2 274,0	100,3
Elektrociepłownie przemysłowe	1 867,9	1 871,5	100,2	1 749,4	1 750,8	100,1
Elektrownie pozostałe	3 706,6	4 187,2	113,0	3 706,6	4 180,3	112,8
Ogółem	38 661,8	39 353,0	101,8	38 524,5	38 777,9	100,7
w tym: OZE	5 205,3	5 801,9	111,5	-	-	-
z tego: wiatr	3 407,8	3 866	113,4	-	-	-
woda	960,4	968,4	100,8	-	-	-
biomasa	678,1	760,8	112,2	-	-	-
biogaz	156,6	179,3	114,5	-	-	-
słońce	2,4	27,4	1 141,7	-	-	-

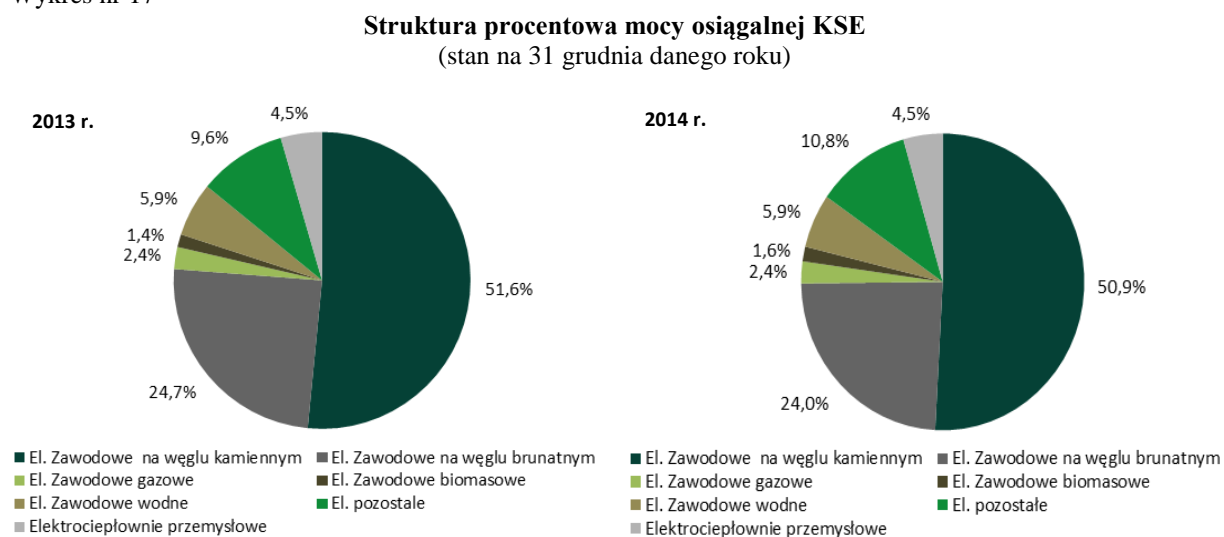
Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Wykres nr 16



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Wykres nr 17

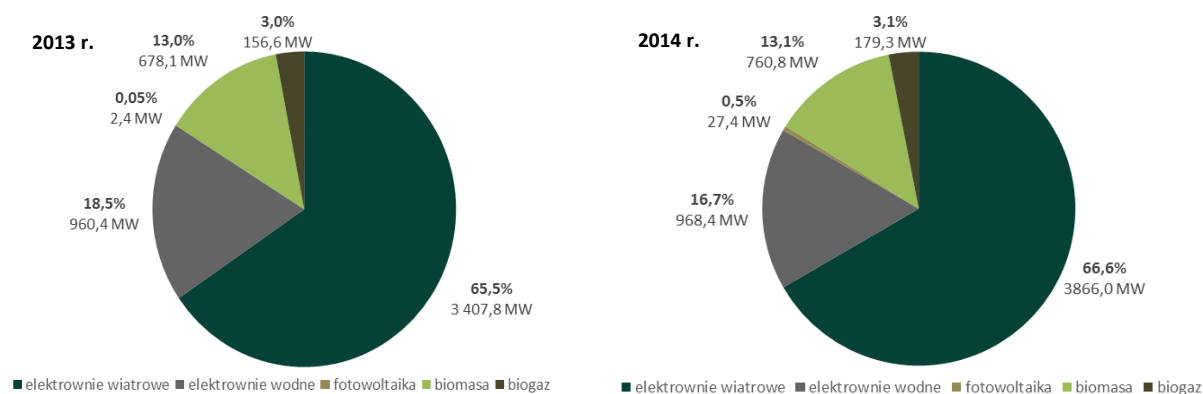


Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Największy procentowy wzrost mocy zainstalowanej widoczny jest w sektorze odnawialnych źródeł energii. Na koniec grudnia 2014 r. moc zainstalowana w OZE wyniosła 5 802 MW, z czego około 66,6 % osiągnęły elektrownie wiatrowe, 16,7 % elektrownie wodne, 13,1 % elektrownie biomasowe, 3,1 % elektrownie biogazowe i 0,5 % fotowoltaika. Dla energetyki wiatrowej rekordowym rokiem przyrostu mocy był 2013 r., w którym przybyło 824 MW. W 2014 r. była to zmiana o blisko połowę mniejsza (458 MW). Strukturę mocy zainstalowanej w OZE przedstawia wykres nr 18.

Wykres nr 18

Struktura mocy zainstalowanej w OZE
(stan na 31 grudnia danego roku)

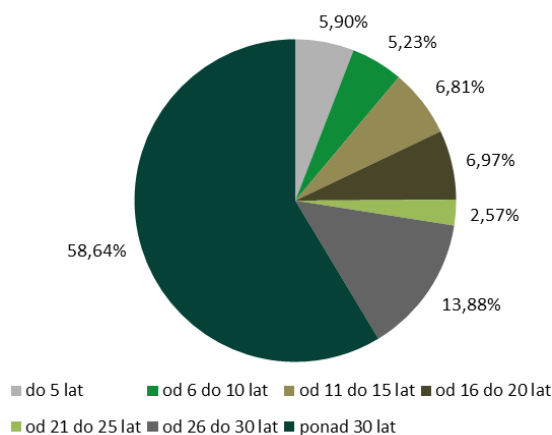


Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

W krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych na koniec 2013 r. pracowało 325 turbozespołów. Bloki oddane do eksploatacji ponad 30 lat temu mają łącznie moc zainstalowaną w wysokości 18 101 MW, co przekłada się na udział wielkości 58,64 % w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE. W przypadku bloków pracujących poniżej 21 lat, te wartości wynoszą odpowiednio 7 689 MW oraz 24,9 %. Strukturę wiekową turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE przedstawia wykres nr 19.

Wykres nr 19

Struktura wiekowa turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE
(stan na 31 grudnia 2013 r.)



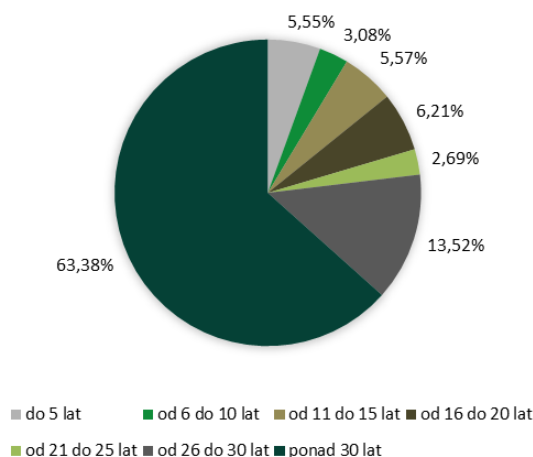
Źródło: ARE S.A. (dane niezależne od badań statystycznych).

Podobne statystyki są również prowadzone dla kotłów zainstalowanych w elektrowniach ciepłych zawodowych. Statystyki te wskazują, że 260 jednostek o łącznej wydajności 65 637 t/h (63,38 % w odniesieniu do całego systemu), pracuje już ponad 30 lat. Dla jednostek pracujących mniej niż 21 lat wartości te wynoszą 21 136 t/h (20,41 %).

Strukturę wiekową kotłów w odniesieniu do wydajności tych urządzeń w KSE przedstawia wykres nr 20.

Wykres nr 20

Struktura wiekowa kotłów w odniesieniu do wydajności tych urządzeń w KSE
(stan na 31 grudnia 2013 r.)



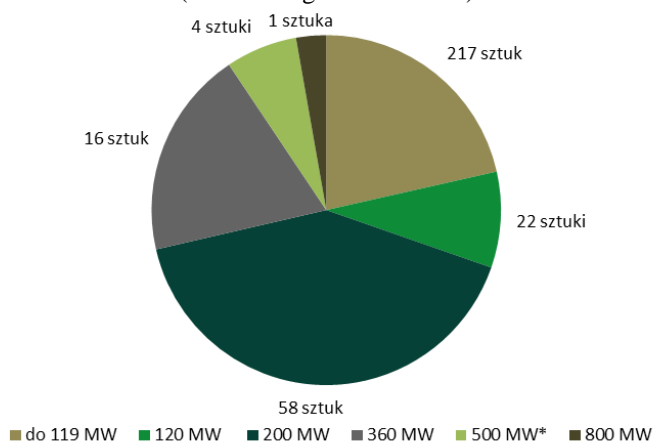
Źródło: ARE S.A. (dane niezależne od badań statystycznych).

Wśród wszystkich instalacji w KSE dominują bloki kondensacyjne. Moc zainstalowana w turbozespołach tego rodzaju stanowi 82,7 % wszystkich bloków występujących w elektrowniach ciepłych zawodowych w Polsce. Największy udział w wytwarzaniu energii elektrycznej mają bloki 200 MW, które w 2013 r. wygenerowały 60 177 GWh energii elektrycznej. Szeroko wykorzystywane są również te o mocy 360 MW i 120 MW, których łączna generacja wyniosła odpowiednio 35 684 GWh i 8 294 GWh.

Na wykresie nr 21 przedstawiona została struktura mocy zainstalowanej w KSE w podziale na poszczególne typy turbozespołów.

Wykres nr 21

Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów
(stan na 31 grudnia 2013 r.)



* łącznie z blokami o mocy 460 MW

Źródło: ARE S.A. (dane niezależne od badań statystycznych).

Wśród kotłów występujących w polskich elektrowniach ciepłych zawodowych dominują kotły pyłowe. Ich łączna wydajność wynosi 84 092 t/h, co w odniesieniu do całkowitej wydajności wszystkich urządzeń zainstalowanych w KSE, odpowiada 81,2 % udziału w rynku. Innym, istotnym rodzajem tego typu urządzeń są kotły fluidalne, które w liczbie 33 stanowią 11,63 % sumarycznej wydajności (12 034 t/h).

4.2. Podsektor przesyłu

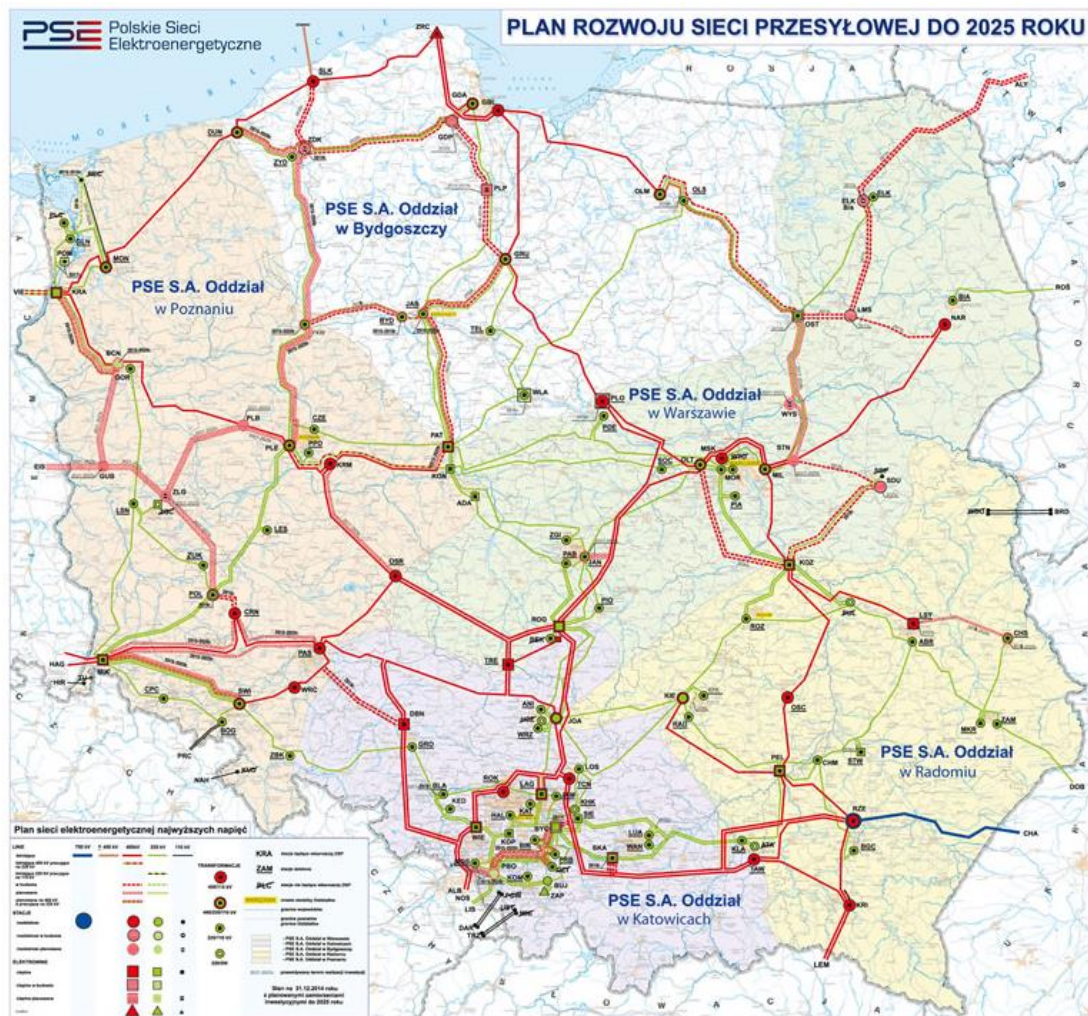
Zgodnie z przepisami ustawy PE, jedynym podmiotem mającym uprawnienia do pełnienia funkcji operatora systemu elektroenergetycznego dla sieci przesyłowej, jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Koncesja upoważniająca PSE S.A. do świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej, obowiązuje od 28 maja 2013 r. do 31 grudnia 2030 r. PSE S.A. świadczy usługi przesyłania energii elektrycznej, przy zachowaniu wymaganych kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE. Do głównych celów działalności PSE S.A. należy:

- 1) zapewnienie bezpiecznej i ekonomicznej pracy KSE jako części wspólnego, europejskiego systemu elektroenergetycznego (z uwzględnieniem wymogów pracy synchronicznej i połączeń asynchronicznych);
- 2) zapewnienie niezbędnego rozwoju krajowej sieci przesyłowej oraz połączeń transgranicznych;
- 3) udostępnianie na zasadach rynkowych zdolności przesyłowych dla realizacji wymiany transgranicznej;
- 4) tworzenie infrastruktury technicznej dla działania krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej.

Plan rozwoju sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć do 2025 r. przedstawia rysunek nr 1.

Rysunek nr 1

Plan rozwoju sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć do 2025 r.



Źródło: PSE S.A.

PSE S.A. realizuje zadania operatora systemu przesyłowego w oparciu o posiadaną sieć przesyłową najwyższych napięć, którą tworzą:

- 1) 246 linii o łącznej długości 13 519 km, w tym:
 - a) 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km,
 - b) 77 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 5,4 tys. km,
 - c) 168 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 8 tys. km;
- 2) 103 stacje najwyższych napięć (NN);
- 3) podmorskie połączenie 450 kV DC Polska-Szwecja o całkowitej długości 254 km.

Transgraniczną wymianę energii elektrycznej umożliwiają połączenia najwyższych i wysokich napięć z systemami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów. KSE pracuje synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej ENTSO-E (dawniej UCTE), asynchronicznie z systemem szwedzkim poprzez kabel podmorski prądu stałego, asynchronicznie z systemem UPS/IPS na polskiej granicy wschodniej.

Na przekroju synchronicznym:

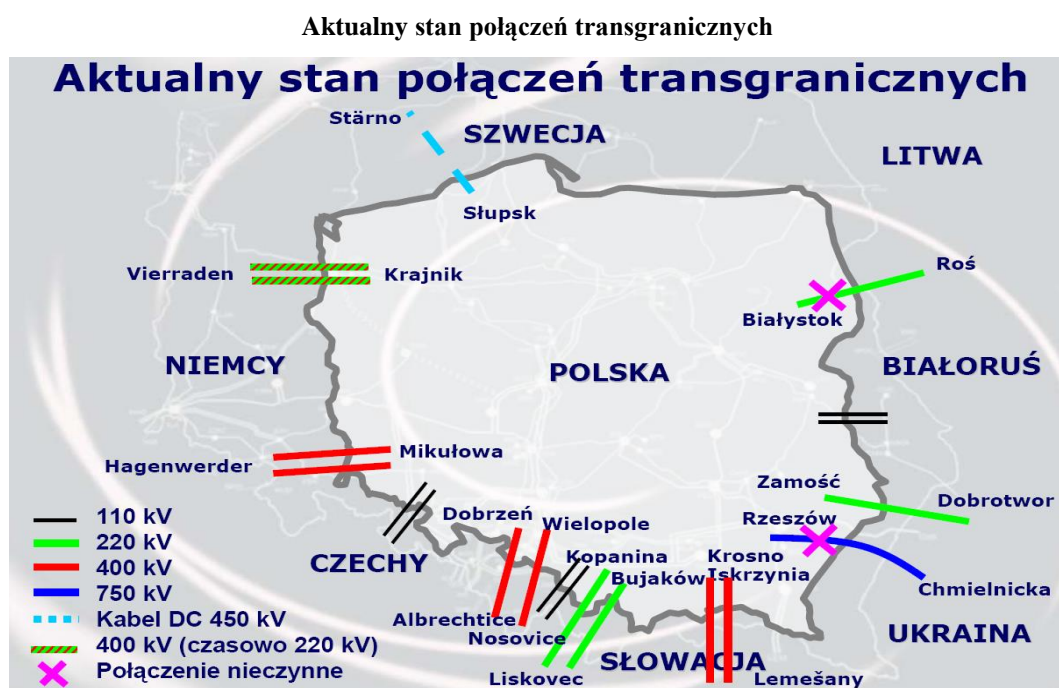
- 1) granica zachodnia (Polska-Niemcy):
 - a) 2-torowa linia 400 kV Krajnik-Vierraden pracująca na napięciu 220 kV,
 - b) 2-torowa linia 400 kV Mikułowa-Hagenwerder;
- 2) granica południowa (Polska-Czechy):
 - a) 2-torowa linia 400 kV Wielopole/Dobrzeń-Nosovice/Albrechtice,
 - b) 2-torowa linia 220 kV Kopanina/Bujaków-Liskovec;
- 3) granica południowa (Polska-Słowacja) - 2-torowa linia 400 kV Krosno Iskrzynia-Lemesany.

Na przekroju asynchronicznym:

- 1) granica północna (Polska-Szwecja) - linia kablowa DC 450 kV Słupsk Wierzbęcino-Storno, o zdolności przesyłowej wynoszącej 600MW;
- 2) granica wschodnia (Polska-Białoruś) - 1-torowa linia 220 kV Białystok-Roś wyłączona z ruchu w 2004 roku po przerwaniu pracy na wydzieloną wyspę sieciową po stronie KSE. Stan techniczny rozdzielni 220 kV w stacji Białystok oraz linii 220 kV po stronie polskiej uniemożliwia załączenie linii do ruchu;
- 3) granica wschodnia (Polska-Ukraina):
 - a) 1-torowa linia 220 kV Zamość-Dobrotwór współpracująca z wydzielonymi po stronie ukraińskiej jednostkami wytwórczymi (tj. połączenie umożliwia wyłącznie import energii do Polski). We wrześniu 2011 r. PSE S.A. rozpoczęły proces udostępniania zdolności przesyłowych połączenia w ramach jednostronnych przetargów typu Explicite,
 - b) 1-torowa linia 750 kV Rzeszów-Chmielnicka wyłączona z ruchu w 1993 r. Stan techniczny linii oraz stacji Rzeszów uniemożliwia podjęcie przez nią pracy bez niezbędnych prac odtworzeniowo-modernizacyjnych. Rozważane jest ponowne uruchomienie linii po uzgodnieniu ze stroną ukraińską przyszłego charakteru jej pracy.

Aktualnie KSE nie jest połączony z systemami Litwy i Rosji.

Obecny stan połączeń transgranicznych przedstawia rysunek nr 2.



Źródło: PSE S.A.

Aktualny stan połączeń transgranicznych sieci dystrybucyjnej na przekroju synchronicznym przedstawia się następująco:

granica południowa (Polska-Czechy):

- 1) 2 torowa linia 110 kV Boguszów-Porici;
- 2) 1 torowa linia 110 kV Kudowa-Nachod;
- 3) 1 torowa linia Pogwizdów-Darkov;
- 4) 1 torowa linia Ustroń-Trzyniec;
- 5) 1 torowa linia Mnisztowo-Trzyniec,

granica zachodnia (Polska-Niemcy)

- 1 torowa linia 110 kV Turów1-Neueibau.

Aktualny stan połączeń transgranicznych sieci dystrybucyjnej na przekroju asynchronicznym przedstawia się następująco:

granica wschodnia (Polska-Białoruś)

- 2-torowa linia 110 kV Wólka Dobryńska-Brześć 2.

Przez większość dni w latach 2013-2014 nie stwierdzono stanów zagrożenia pracy sieci przesyłowej, których efektem mogło być naruszenie obowiązujących kryteriów ciągłości i niezawodności dostaw energii lub przekroczenie parametrów jakościowych energii elektrycznej. Obciążenia elementów sieci przesyłowej oraz napięcia w rozdzielniach sieci

przesyłowej utrzymywane były na poziomie dopuszczalnym, a wyłączenia realizowane były zgodnie z planem (wyłącznie dla prac wykonywanych na majątku przesyłowym). Miały natomiast miejsce drobne ograniczenia dostaw energii elektrycznej spowodowane awariami systemowymi i sieciowymi (w tym złe warunki atmosferyczne). Wyniosły one w:

- 1) 2013 r. ok 27,5 GWh i była ona o ponad 17,5 GWh wyższa niż w 2012 r.;
- 2) 2014 r. ok 10,4 GWh i była ona niższa o 17 GWh niż w 2013 r.

Wśród zagrożeń bezpieczeństwa dostaw wyróżnić należy:

- 1) okresowe utrzymywanie się nadwyżki mocy dostępnej dla OSP poniżej wartości wymaganej;
- 2) trudności w spełnieniu kryterium „n-1”¹¹ pracy sieci w związku z obniżoną obciążalnością linii elektroenergetycznych (głównie linii 110 kV) w okresach występowania wysokich temperatur;
- 3) okresowe naruszenia spełnienia kryterium „n-1” w związku z nieplanowymi przesyłami tranzytowymi energii elektrycznej na granicy polsko-niemieckiej.

Większość linii przesyłowych o napięciu 400 kV zostało wybudowanych w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX wieku. Podobnie jest w przypadku linii 220 kV oraz jednostek transformatorowych (transformatorów). Długoterminowe plany modernizacyjne PSE S.A. uwzględniają koncepcję rozwoju sieci 400 kV po trasach istniejących linii 220 kV, co spowoduje wydłużenie łącznej długości linii 400 kV i jednocześnie skrócenie łącznej długości linii 220 kV. Ich wdrażanie rozpoczęło się już w latach 2013-2014.

W latach ubiegłych PSE S.A. realizowały etapowy program wymiany i dobudowy jednostek transformatorowych oraz zakupu transformatorów nowej generacji. Prace te będą kontynuowane w kolejnych latach. Jest to niezbędne dla odnowienia populacji transformatorów, pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną i zwiększenia pewności zasilania odbiorców. Stan techniczny stacji i linii NN oraz 110 kV przekracza poziom zadowalający, jednakże działania inwestycyjne są niezbędne, ponieważ pozwolą one na zwiększenie dopuszczalnej obciążalności linii elektroenergetycznych (w tym linii 110 kV należących do OSD) w okresach występowania wysokich temperatur. Z danych PSE S.A. wynika, że w 2013 r. na inwestycje sieciowe spółka wydała ponad 700 mln zł.

Charakterystykę głównych pozycji infrastruktury technicznej krajowego podsektora przesyłu oraz dystrybucji energii elektrycznej przedstawia tabela nr 29.

¹¹⁾ kryterium „n-1” określa, że wyłączenie pojedynczej linii wymiany międzysystemowej, linii krajowego systemu elektroenergetycznego lub linii sąsiedniego systemu elektroenergetycznego nie może spowodować awarii w systemie.

Tabela nr 29

Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2013
DLUGOŚĆ LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH NAPOWIETRZNYCH			
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	45 378	46 353
750 kV	km	114	114
400 kV	km	4 831	5 382
220 kV	km	8 123	8 104
w tym Operatorzy Systemów	km	232	81
110 kV	km	32 310	32 753
w tym OSD	km	32 245	32 630
- średnie napięcia (SN)	km	233 855	233 999
40 - 60 kV	km	49	-
30 kV	km	3 766	2 906
15 - 20 kV	km	228 752	229 740
poniżej 15 kV	km	1 288	1 353
- niskie napięcia (nN)	km	286 994	321 233
Razem wszystkie napięcia	km	566 227	601 585
DLUGOŚĆ LINII KABLOWYCH:			
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	79	366
- średnie napięcia (SN)	km	61 988	75 134
w tym:			
30 - 60 kV	km	161	215
15 - 20 kV	km	54 544	67 218
- niskie napięcia (nN)	km	125 776	153 256
Razem wszystkie napięcia	km	187 843	228 756
LICZBA STACJI O GÓRNYM NAPIĘCIU :			
- 400 i 750 kV	szt.	31	39
- 220 kV	szt.	67	66
- 110 kV	szt.	1 356	1 455
- średnie napięcia (SN)	szt.	236 067	254 782
Razem wszystkie napięcia	szt.	237 521	256 342
LICZBA TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:			
- NN/(NN + WN)	szt.	168	195
- WN / SN	szt.	2 527	2 640
- SN / SN	szt.	264	1 179
- SN / nN	szt.	237 595	254 555
Razem	szt.	240 554	258 569
MOC TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:			
- NN/(NN + WN)	MVA	37 812	46 245
w tym OSD	MVA	640	570
- WN / SN	MVA	46 904	52 932
- SN / SN	MVA	1 055	5 119
- SN / nN	MVA	40 858	46 628
Razem	MVA	126 629	150 924
LICZBA PRZYŁĄCZY:			
- napowietrznych	tys. szt.	5 633	5 581
- kablowych	tys. szt.	719	1 223
Razem	tys. szt.	6 352	6 804
DLUGOŚĆ PRZYŁĄCZY:			
- napowietrznych	km	119 829	118 443
- kablowych	km	23 837	40 808
Razem	km	143 666	159 251

Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

4.3. Podsektor dystrybucji

Elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne w Polsce stanowią sieci:

- 1) napięciu 110 kV;
- 2) średniego napięcia (1-60 kV);
- 3) niskiego napięcia.

Sieć 15 kV jest podstawową siecią średniego napięcia w Polsce. Występuje ona na obszarze całego kraju za wyjątkiem Dolnego Śląska, gdzie podstawowym napięciem średnim jest 20 kV. Tylko w nielicznych przypadkach występują sieci średniego napięcia o napięciach (60 kV, 30 kV, 10 kV i 5 kV). Sieci o napięciach 30 do 60 kV stanowią znaczącą część infrastruktury technicznej spółki PKP Energetyka S.A.

Obszary działania 5 głównych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w kraju przedstawia rysunek nr 3.

Rysunek nr 3

Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych



Źródło: ARE S.A.

Charakterystykę głównych przedsiębiorstw dystrybucyjnych pełniących rolę OSD przedstawia tabela nr 30.

Tabela nr 30

Charakterystyka największych przedsiębiorstw dystrybucyjnych pełniących rolę OSD w 2014 r.

	Obszar działalności	Liczba klientów	Długość linii
	[tys. km ²]	[mln]	[tys. km]
ENEA Operator Sp. z o.o.	58,21	2,46	113
ENERGA -Operator S.A.	74,68	3,04	190
TAURON Dystrybucja S.A.	57,94	5,33	258
PGE Dystrybucja S.A.	122,43	5,23	277
RWE Stoen Operator Sp. z o.o.	0,51	0,96	14

Źródło: Dane publikowane przez OSD.

Wśród mierników oceny stanu sieci dystrybucyjnej wyróżnić należy:

- 1) stopień wykorzystania obciążalności dopuszczalnej;
- 2) ocena długości obwodów niskiego napięcia;
- 3) ocena długości ciągów średniego napięcia;
- 4) ocena przekrojów przewodów zainstalowanych;
- 5) ocena napięć na końcach obwodów nN;
- 6) ocena wskaźników przerw w zasilaniu odbiorców końcowych.

W celu zapewnienia zadowalającej jakości zasilania odbiorców końcowych, OSD starają się utrzymywać ww. parametry na dobrym poziomie, tzn. skracają obwody niskiego napięcia i długości ciągów SN oraz wymieniają przewody o małej średnicy na przewody o większej średnicy. W sieci dystrybucyjnej przeważająca ilość obwodów wykorzystywanych jest w stopniu mniejszym niż 50 %, co świadczy o dużym zapasie przepustowości tych linii. Obwody, w których stwierdzono wyższy niż 90 % stopień wykorzystania obciążalności dopuszczalnej stanowią ok. 0,7 % w przypadku sieci SN oraz mniej niż 4 %, w przypadku sieci nN. Sieci te pilnie wymagają modernizacji.

Zgodnie z § 41 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93 poz. 623, z późn. zm.) OSD mają obowiązek wyznaczenia i opublikowania wskaźników czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za dany rok.

Wartości wskaźników za lata 2013 i 2014 przedstawia tabela nr 31 i 32.

Tabela nr 31

Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2013 r.

Wyszczególnienie		Jednostka miary	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. Z o.o.	ENERGA-Operator S.A.	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	315,93	192,9	353,5	235,69	74,6
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		343,37	196,16	415,33	283,9	76,89
	SAIDI planowe		184,13	159,69	127,39	71,14	19,17
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	3,77	2,98	4,18	2,92	1,46
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		3,8	2,99	4,21	2,95	1,47
	SAIFI planowe		0,72	0,77	0,51	0,42	0,12
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	3,82	2,62	2,31	5,02	0,54
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 193 721	5 334 408	2 438 037	2 946 008	948 317

Źródło: ARE S.A. na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Tabela nr 32

Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2014 r.

Wyszczególnienie		Jednostka miary	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. z o.o.	ENERGA-Operator S.A.	RWE Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	241,6	150,2	219,43	198,3	60,78
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		279,5	151,1	223,49	203,7	64,03
	SAIDI planowe		194,6	104,7	106,09	58,4	19,05
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	3,3	2,7	3,21	3,14	1,2945
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		3,3	2,7	3,21	3,15	1,2978
	SAIFI planowe		0,7	0,6	0,47	0,39	0,1588
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	3,5	3,2	1,93	7,53	0,4362
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 225 653	5 334 408	2 460 758	3 036 404	964 802

Źródło: ARE S.A. na podstawie informacji publikowanych przez OSD

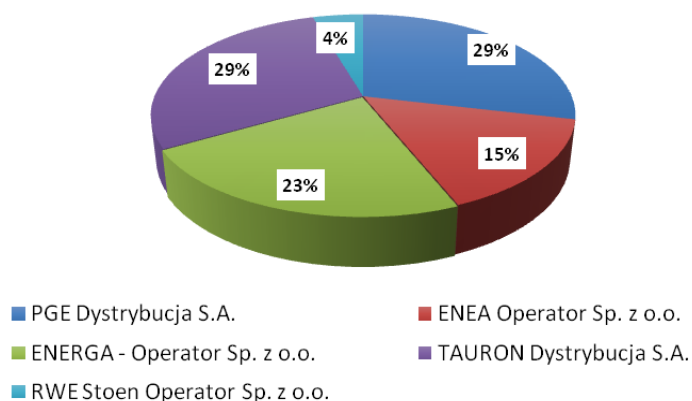
Dla większości OSD wartość wskaźników SAIDI uległa poprawie (z wyjątkiem PGE Dystrybucja S.A., dla którego SAIDI planowane wzrosło). Wskaźniki przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI) dla większości OSD również się poprawiły (z wyjątkiem grupy ENERGA-Operator S.A., dla którego wskaźniki SAIFI nieplanowane i nieplanowane i katastrofalne wzrosły). Wskaźnik

przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI) wzrósł w dwóch spółkach TAURON Dystrybucja S.A. i ENERGA-Operator S.A

Prowadzone modernizacje i przebudowa sieci nie wpływają na średni wiek sieci dystrybucyjnej, który wynosi około 30 lat. Głównym problemem są stare stacje transformatorowe i stare linie. Zły stan sieci powoduje występowanie dużych strat sieciowych, które w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej wynoszą około 6,7 %. OSD, zgodnie z wymogami określonymi w koncesji na wykonywanie działalności dystrybucyjnej, odpowiadają za rozwój, eksploatację i modernizację infrastruktury dystrybucyjnej na obszarze swojego funkcjonowania oraz za zapewnienie dostawy energii o prawidłowych parametrach jakościowych odbiorcom przyłączonym do swojej sieci elektroenergetycznej. Według danych opublikowanych przez Prezesa URE oraz przedsiębiorstwa energetyczne, do 2019 r. inwestycje w infrastrukturę sieciową mają przekroczyć 41 mld zł. Udział procentowy wartości planowanych przez poszczególne OSD inwestycji, w całkowitej wartości planowanych inwestycji (bez OSP) przedstawia wykres nr 22 i tabela nr 33.

Wykres nr 22

Udział procentowy wartości planowanych inwestycji OSD w całkowitej wartości planowanych inwestycji



Źródło: ARE S.A. na podstawie informacji opublikowanych przez OSD

Tabela nr 33

Łączne uzgodnione nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP [mld zł]

(w cenach stałych 2013 r.)

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2014-2019	
6,3	7,0	7,4	7,6	8,2	5,2*	41,8	34,9**

* nakłady inwestycyjne 5 OSD, bez OSP

** nakłady inwestycyjne 5 OSD w latach 2014-2019, bez OSP

Źródło: URE

5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw

5.1. Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej stanowi jeden z podstawowych filarów zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, które ustawa PE definiuje jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Zgodnie z postanowieniami ustawy, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, mogą zostać wprowadzone przez OSP na czas oznaczony, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej:

- 1) do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy PE, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin, w przypadku powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, lub
- 2) na czas oznaczony, w drodze rozporządzenia wydanego na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy PE, przez Radę Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki.

Odnosnie pkt 1.

Art. 11c - 11f ustawy PE, określa okoliczności, w następstwie których może powstać zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz mechanizm umożliwiający OSP, w ramach środków niezbędnych do usunięcia tego zagrożenia, wprowadzanie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej do czasu wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy PE, na okres nie dłuższy niż 72 godziny. Przepisy te umożliwiają OSP podejmowanie, w sposób szybki, określonych działań, w tym również pozwalają na wprowadzanie ograniczeń w sytuacjach zagrożenia dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które mogą wystąpić nagle i wymagają natychmiastowych działań OSP dla zapobieżenia skutkom tych zagrożeń. Ponadto w zakresie postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przepisy te określają obowiązki i uprawnienia OSP oraz użytkowników systemu, w tym wytwórców i odbiorców energii elektrycznej oraz hierarchiczność służb dyspozytorskich i ich uprawnienia, jak też sankcje za niewykonywanie poleceń ruchowych, nieprzestrzeganie procedur postępowania i wymiany informacji lub niestosowanie się do obowiązujących zasad i kryteriów w zakresie bezpieczeństwa pracy KSE. Przepisy te umożliwiają OSP, w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania KSE, podejmowanie działań dających podstawę ochrony systemu elektroenergetycznego i jego użytkowników przed skutkami rozległej awarii w systemie. Dodatkowo OSP jest zobowiązany do natychmiastowego informowania Ministra Gospodarki oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podjętych działaniach w celu jego usunięcia oraz do przedłożenia w terminie 60 dni od daty zniesienia ograniczeń,

raportu zawierającego w szczególności ustalenia, dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia.

Powyższe regulacje określają również zasady odpowiedzialności odszkodowawczej OSP z tytułu wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w tym limity tej odpowiedzialności w zależności od liczby odbiorców objętych ograniczeniami.

Opisane narzędzia znajdują zastosowanie jedynie do ograniczania lub likwidacji skutków zaistniałych stanów zakłóceń czy awaryjnych, bądź przeciwdziałania wystąpieniu tych skutków. W żadnym przypadku narzędzia te nie mogą być wykorzystywane, jako mechanizm służący do równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Nie mogą również służyć, jako mechanizm wykorzystywany do bieżącego bilansowania systemu w stanach normalnej pracy KSE.

Odnosnie pkt 2.

Zgodnie z przepisami ustawy PE, OSP wprowadza ograniczenia w przypadku wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia na podstawie art. 11 ust. 7 ww. ustawy, jako tzw. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane przez wskazanych odbiorców, na podstawie komunikatów ogłaszanych przez OSP, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924). Ograniczenia te są wprowadzane zgodnie z aktualizowanym Planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, sporządzanym z kolei według zasad określonych w przywołanym rozporządzeniu i corocznie uzgadnianym z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Plan obowiązujący w 2014 r. został uzgodniony odpowiednio: na okres 01.09.2013 r - 31.08.2014 - decyzją Prezesa URE Nr DRE-481-1(6)/4988/2013/ZJ z 16 lipca 2013 r. oraz na okres 01.09.2014 - 31.08.2015 - decyzją Prezesa URE Nr DRE-481-1(8)/4988/2014/ZJ z 25 lipca 2014 r. W latach 2013-2014 OSP, na podstawie przepisów, o których mowa w art. 11 ust. 6 ustawy PE, nie zgłaszał ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, konieczności wystąpienia z wnioskiem do Rady Ministrów o wprowadzenie w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ww. ustawy, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

W przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, przedstawione powyżej działania operatora systemu przesyłowego, usankcjonowane przepisami prawa, mogą okazać się niewystarczające dla skutecznej minimalizacji zagrożeń. W tej sytuacji konieczne będzie podejmowanie działań nadzwyczajnych, wykraczających poza rutynowe czynności OSP. Jako najważniejsze działania o charakterze nadzwyczajnym należy wymienić:

- 1) awaryjne dostawy energii elektrycznej z zagranicy;
- 2) inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej.

5.2. Działania dotyczące awaryjnych dostaw energii z zagranicy

PSE S.A. z większością Operatorów Systemów Przesyłowych państw, z których systemami Polska posiada połączenia transgraniczne, ma zawarte umowy, regulujące zasady awaryjnych dostaw energii elektrycznej.

5.2.1. Umowy dwustronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. Pomocy awaryjnej)

Według stanu na koniec pierwszego kwartału 2015 r., PSE S.A. miała zawarte cztery umowy regulujące zasady udzielania dostaw awaryjnych:

- 1) **General Agreement on Emergency Deliveries**, z dnia 11 marca 2011 r. z ČEPS, a.s.;
- 2) **General Contract for Emergency Deliveries**, z dnia 1 stycznia 2008 r. z SEPS, a.s.;
- 3) **General Agreement on Emergency Energy Exchange**, z dnia 18 lutego 2014 r., z 50 Hertz Transmission GmbH;
- 4) **System Operation Agreement**, z dnia 28 listopada 2014 r.; ze Svenska Kraftnät.

Przedmiotem ww. umów jest realizacja dostaw energii na prośbę OSP, który ocenia stan swojego systemu jako awaryjny. Celem dostaw awaryjnych jest przywrócenie bezpiecznych warunków pracy danego systemu, a uruchomienie awaryjnych dostaw jest uwarunkowane wcześniejszym wyczerpaniem dostępnych środków zaradczych (w ramach tego systemu). Pomoc może być zamówiona i zrealizowana w dobie bieżącej, co najmniej 20 minut przed rozpoczęciem realizacji, a jej udzielenie nie może powodować zagrożenia dla systemu OSP udzielającego pomocy. Czas trwania dostawy i wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów, w zależności od możliwości partnera udzielającego pomocy oraz dostępnych zdolności przesyłowych. Umowy są zawarte na czas nieokreślony.

5.2.2. Umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. Pomocy awaryjnej)

PSE S.A. jest jednym z podmiotów (OSP) będących stroną wielostronnej umowy „**Agreement on cross border rescheduling using High-Voltage Direct-Current links over the Baltic Sea**”, z dnia 28 grudnia 2009 r. Umowa została zawarta pomiędzy PSE S.A., Svenska Kraftnät, 50 Hertz Transmission GmbH i Energinet.dk. Celem umowy jest odciążanie linii transgranicznych pracujących synchronicznie (pomiędzy stronami umowy) poprzez wymuszanie przepływu kołowego mocy na połączeniach stałoprądowych pomiędzy Polską, Szwecją, Niemcami i Danią. Pożądany kierunek przepływu mocy jest realizowany poprzez skoordynowaną zmianę grafiku wymiany na ww. połączeniach. Powyższy przepływ mocy może być zamówiony i zrealizowany w bieżącej dobie, na prośbę jednego z partnerów umowy. Czas trwania wymuszonego przepływu i wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów i jest zależna od możliwości partnerów udzielających pomocy oraz dostępnych zdolności przesyłowych. Pomoc nie może powodować zagrożenia dla systemu operatora udzielającego pomocy. Umowa została zawarta na czas nieokreślony

Wymienione w rozdziałach 5.1.1 i 5.1.2 umowy na dostawy awaryjne należy traktować jako środki nadzwyczajne, wykorzystywane wyłącznie w warunkach zagrożenia

bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Opisane powyżej umowy nie dają gwarancji otrzymania pomocy awaryjnej (dostępu do mocy innych operatorów), gdyż o jej dostępności i zakresie decydują aktualne warunki sieciowe i bilansowe w połączonych systemach przesyłowych oraz w systemie elektroenergetycznym danego OSP.

5.2.3. TSO Security Cooperation (TSC)

TSO Security Cooperation (dalej TSC), jest regionalną inicjatywą rozwojową, obejmującą znaczną część obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej. Aktualnie w ramach Inicjatywy zrzeszonych jest 13 OSP z krajów Europy Środkowej. Celem TSC jest podniesienie bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych (w tym także KSE), zaś głównym działaniem, mającym zapewnić osiągnięcie powyższego celu, jest szeroko pojęta intensyfikacja współpracy międzyoperatorskiej. Polega ona między innymi na identyfikacji zagrożeń w ramach wspólnych procesów planowania operacyjnego oraz efektywnym stosowaniu odpowiednich międzyoperatorskich środków zaradczych w celu usunięcia powyższych zagrożeń lub minimalizacji efektów ich zmaterializowania.

W grudniu 2011 r. w ramach Inicjatywy TSC podpisano umowę wielostronną „Agreement on Trial Phase of Multilateral Remedial Actions within TSC” (dalej umowa MRA). Umowa MRA została zawarta na okres próbny jednego roku, który w kolejnych latach ulegał przedłużeniu. W ramach umowy MRA OSP mają możliwość aktywowania wielostronnych środków zaradczych (MRA - Multilateral Remedial Actions). Działania MRA polegają na skoordynowanej zmianie wielkości generacji energii elektrycznej w poszczególnych krajach i mogą być uruchomione przez OSP będących stroną umowy MRA na prośbę jednego lub kilku operatorów, także tych z obszarów niegraniczących ze sobą. Warunkiem uruchomienia wielostronnych środków zaradczych w ramach TSC jest wyczerpanie możliwych do zastosowania dwustronnych środków zaradczych lub zidentyfikowanie w analizach sieciowych ryzyka przeniesienia zidentyfikowanego problemu na inną część regionu (np. na skutek zastosowania mechanizmów z ww. umów dwustronnych).

5.2.4. Cross-Border Redispatching

W KSE obserwowany jest wysoki poziom przepływów nieplanowych, tj. przepływów niewynikających z uzgodnionych grafików wymiany międzysystemowej. Na przepływy nieplanowe składają się: przepływy kołowe, które wynikają z transakcji handlowych zawieranych w ramach jednego obszaru rynkowego, oraz przepływy tranzytowe, wynikające z nieskoordynowanych transakcji pomiędzy różnymi obszarami rynkowymi poza Polską, które częściowo są realizowane za pomocą KSE. Koordynacja przepływów tranzytowych będzie możliwa dzięki wprowadzeniu obecnie opracowywanego podejścia FBA do alokacji zdolności przesyłowych. Niedostateczna koordynacja procesów wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych z opisanymi powyżej zjawiskami przepływów nieplanowych, potęgowana przez wyrażane przez uczestników rynku i Regulatorów oczekiwania maksymalizacji udostępnianych zdolności przesyłowych, pociąga za sobą okresową konieczność stosowania przez OSP środków zaradczych mających na celu skorygowanie

przepływów fizycznych, wynikających z zawieranych przez uczestników rynku transakcji handlowych do poziomów zapewniających bezpieczne warunki pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Na liście dostępnych dla OSP działań są m. in.: odpowiednia modyfikacja topologii sieci, zmiana nastaw przesuwników fazowych oraz międzyoperatorska wymiana energii, czyli uzgodniona pomiędzy operatorami wymiana energii elektrycznej w kierunku przeciwnym do opisanych niebezpiecznych przepływów energii elektrycznej. W ramach międzyoperatorskiej wymiany energii podstawowym mechanizmem jest redispatching dwustronny, tj. zmiana uzgodnionego poziomu wymiany pomiędzy OSP, w którego obszarze regulacyjnym występują naruszenia bezpieczeństwa, a innym OSP sąsiadującym z nim. W sytuacjach, gdy zastosowany redispatching dwustronny nie wystarcza do zapewnienia bezpiecznych warunków pracy połączonych systemów, realizowany jest wielostronny redispatching. Realizacja redispatchingu, zarówno dwustronnego, jak i wielostronnego, wiąże się z kosztami dla OSP, przy czym przyczyny nadmiernych poziomów przepływów fizycznych mogą leżeć poza obszarem regulacyjnym tego OSP ponoszącego te koszty.

Zasady stosowania i rozliczania dwustronnej, międzyoperatorskiej wymiany energii są określone w umowach międzyoperatorskich o pomocy awaryjnej, zawartych przez PSE S.A. z operatorami sąsiednich systemów połączonych synchronicznie z systemem polskim (operatorem systemu niemieckiego, czeskiego i słowackiego) oraz z operatorem systemu szwedzkiego. Zasady dotyczące wielostronnego redispatchingu określa umowa zawarta w ramach inicjatywy TSC (ang. Transmission System Operator Security Coordination) pomiędzy operatorami systemów niemieckiego, duńskiego, austriackiego, czeskiego, słoweńskiego, szwajcarskiego, holenderskiego, węgierskiego, chorwackiego i polskiego oraz zawarta pomiędzy PSE i 50Hertz umowa dotycząca fazy pracy tzw. wirtualnego przesuwnika fazowego. Mechanizm Wirtualnego Przesuwnika Fazowego (vPST) to zestaw działań organizacyjno-technicznych uzgodnionych pomiędzy sąsiadującymi operatorami mających na celu ograniczenie nieplanowego przepływu energii na połączeniach pomiędzy obszarami regulacyjnymi Polski i Niemiec oraz zapewnienie zdolności importowych w kierunku Polski celem zwiększenia możliwości wymiany transgranicznej. Operacyjne środki zaradcze uruchamiane w ramach mechanizmu vPST to przede wszystkim międzysystemowy redispatching, tj. uzgodniona co do wielkości i kierunku międzyoperatorska wymiana energii. vPST stanowi uzupełnienie umowy System Operations Agreement (SOA) regulującej współpracę operatorów PSE i 50Hertz. Podstawą uruchomienia mechanizmu vPST jest umowa PSE zawarta w dniu 28.02.2014, regulująca następujące kwestie:

- 1) przekroczenia ustalonego poziomu sumarycznych fizycznych przepływów mocy na polsko-niemieckich liniach granicznych; poziom ten został ustalony na: 1 600 MW od 8 stycznia do 9 kwietnia 2013 r. i 1 500 MW od 10 kwietnia do 30 kwietnia 2013 r.;
- 2) utrzymania grafiku handlowego na polskim przekroju synchronicznym w kierunku importu na poziomie nie wyższym od 500 MW;
- 3) przeciwdziałania zagrożeniu bezpiecznej pracy na przekroju 50HzT/PSE.

5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej

5.3.1. Zakup usługi Interwencyjna Rezerwa Zimna

PSE S.A. realizując swoje ustawowe obowiązki, na bieżąco monitoruje sytuację panującą w KSE oraz prowadzi analizy dotyczące możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w perspektywie nadchodzących lat. Wyniki tych analiz wskazały na możliwość wystąpienia od początku 2016 r. okresów, w których OSP będzie miał trudności z zapewnieniem niezbędnego poziomu nadwyżki mocy. Deklarowane przez inwestorów uruchomienia nowych jednostek wytwórczych nie stanowią rozwiązania tego problemu, bowiem nowe inwestycje nie pokryją w wystarczającym stopniu mocy wycofywanych oraz wzrostu zapotrzebowania, szczególnie, że wstępnie deklarowane przez inwestorów terminy są zazwyczaj wydłużane.

Dla zapewnienia wymaganego poziomu nadwyżki mocy w KSE, PSE S.A. podjęły szereg działań, mających na celu pozyskanie środków zaradczych na wypadek wystąpienia deficytu nadwyżki mocy w KSE. Jednym z takich środków było pozyskanie od wytwórców usługi interwencyjnej rezerwy zimnej. Usługa miała być świadczona przez jednostki wytwórcze, które ze względu na zaostrzone limity emisji miały być trwale wycofane z eksploatacji przed 2016 r. W okresie czerwiec-grudzień 2013 r. PSE S.A. uruchomiły postępowanie o udzielenie zamówienia w trybie negocjacji z ogłoszeniem na „zakup usługi interwencyjnej rezerwy zimnej”. W wyniku rozstrzygnięcia postępowania PSE S.A. zawarły umowę z PGE GiEK S.A. pozyskując 454 MW rezerwy interwencyjnej zimnej na lata 2016-2017 z możliwością wydłużenia umowy na kolejne dwa lata. Analizy techniczne wykazały, że niezbędna dla OSP moc źródeł IRZ mieści się w przedziale 800-1000 MW, dlatego Zarząd PSE S.A. podjął uchwałę o wszczęciu kolejnego postępowania w trybie przetargu nieograniczonego na zakup dodatkowej mocy. W wyniku przeprowadzonego postępowania PSE S.A. zawarły umowę z TAURON Wytwarzanie S.A. na świadczenie usługi z jednostkami wytwórczymi o sumarycznej mocy 376 MW, na okres analogiczny do umowy zawartej z PGE GiEK S.A.

W ramach zawartych kontraktów, PSE S.A. nabyły usługę IRZ w wysokości 830 MW. Pozyskana moc mieści się w przedziale 800-1000 MW, wynikającym z przyjętych założeń, co pozwala na zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE.

5.3.2. Możliwości zarządzania stroną popytową

Nowym elementem w obszarze pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną jest wykorzystanie usługi redukcji poboru energii elektrycznej przez odbiorców. Usługa ta mieszcząca się w kategorii działań nazywanych DSR (Demand Side Response) umożliwia aktywny udział odbiorców w procesie bilansowania systemu poprzez redukcję mocy czynnej pobieranej z sieci elektroenergetycznej. Potencjał strony popytowej związany jest z odbiorcami we wszystkich grupach taryfowych, jednak ze względu na brak u niemal wszystkich odbiorców komunalnych liczników zdalnego odczytu, obszarem zainteresowania OSP w tym zakresie są przede wszystkim odbiorcy grup taryfowych A, B i C₂.

W 2014 r. rozwinęty został zakres usług redukcji zapotrzebowania, przewidzianych do wykorzystania w przypadku wystąpienia niedoboru mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP.

Stworzono również od dnia 1 lipca 2014 r. możliwość uczestniczenia odbiorców, posiadających sterowane odbiory w składaniu ofert bilansujących na rynku bilansującym. Ponadto w 2014 r. zakończono projekt pilotażowy obejmujący odbiorców komunalnych, u których przetestowane zostały innowacyjne taryfy, zorientowane na ograniczenie zapotrzebowania na moc odbiorców w określonych godzinach doby.

5.3.3. Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP

W 2014 r. w konsekwencji przeprowadzonych przetargów publicznych zawarto łącznie 8 umów na świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Łączny wolumen pozyskany w ramach tych umów objął 147 MW. Umowy te zostały podpisane z PGE GiEK S.A. oraz z firmą Enspirion Sp. z o.o., która pełni rolę agregatora usług świadczonych przez kilkudziesięciu odbiorców. Udział w przetargu nowego podmiotu, którym jest agregator, wskazuje na wystąpienie nowego modelu biznesowego, który potwierdza istnienie na rynku potencjału redukcji, który może być wykorzystany nie tylko do celów bilansowania na potrzeby OSP, lecz również na potrzeby przedsiębiorstw obrotu, czy w przyszłości również OSD. Ponieważ przewidywano pozyskanie łącznie wolumenu 200 MW usług redukcji zapotrzebowania, w związku z tym w listopadzie 2014 r. wszczęte zostało kolejne postępowanie przetargowe, którego zakończenie będzie miało miejsce w 2015 r.

5.3.4. Udział odbiorców w rynku bilansującym

Od dnia 1 lipca 2014 r. wraz z rozbudową mechanizmów rynku bilansującego wprowadzono możliwość składania ofert bilansujących na redukcję poboru energii elektrycznej przez uczestników rynku bilansującego. Udział odbiorcy w rynku bilansującym wymaga określenia tzw. jednostki grafikowej odbiorczej aktywnej, cechującej się zdolnością do szybkiego ograniczenia zużycia sterowalnych odbiorców i systemem opomiarowania, przekazującym dane pomiarowe do systemów OSP. Zasady udziału odbiorców w rynku bilansującym zostały opisane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w części Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Do końca 2014 r. żadna jednostka grafikowa odbiorcza aktywna nie została zgłoszona do udziału w rynku bilansującym.

5.3.5. Bieżące operatorskie środki zaradcze

Bieżące operatorskie środki zaradcze poprawy bilansu wykorzystane są przez OSP w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE. Wykorzystanie tych działań jest ograniczone czasowo i bardzo niepewne, gdyż wynika z aktualnej sytuacji w systemie polskim i sąsiednich systemach połączonych z KSE. Do bieżących operatorskich środków zaradczych zaliczane są:

1) korekta pola remontowego JWCD - odpowiednia zmiana harmonogramu remontów.

Przebieg krzywej bilansu mocy dla poszczególnych miesięcy wskazuje na możliwość uzyskania pozytywnego efektu poprzez przesunięcie remontów z miesięcy letnich. Dotyczy to przede wszystkim okresu do 2015 r., kiedy deficyt rezerw mocy dotyka tylko wybranych miesięcy. Potencjalne efekty można szacować na ok. 200 MW;

2) uruchomienie rezerw mocy w jednostkach wytwórczych niebędących JWCD.

W celu zapewnienia ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, OSP zarządza ograniczeniami systemowymi, m.in. poprzez zakup usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych. Usługa ta służy do zapewnienia minimalnych, niezbędnych z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE, wielkości generacji mocy czynnej oraz mocy bierniej w poszczególnych „miejscach sieci” (węzłach lub obszarach skupiających określone węzły), z wykorzystaniem jednostek niebędących jednostkami centralnie dysponowanymi. W celu skutecznej i efektywnej realizacji zadań w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi, OSP zawiera umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych z wytwórcami, których jednostki muszą wytwarzać energię w ilościach zdeterminowanych przez względy bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych zapewniają wymaganą z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa KSE dyspozycyjność określonych jednostek wytwórczych. W grudniu 2013 r. wszczęte zostały postępowania na świadczenie usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych. Obecnie trwają negocjacje z tymi wytwórcami zmierzające do ustalenia warunków świadczenia usług. Dodatkowo przeprowadzono prace w zakresie oszacowania wielkości dostępnych rezerw mocy w elektrociepłowniach przemysłowych. Pozytywne wyniki tych analiz pozwoliły OSP na wszczęcie postępowań i podjęcie negocjacji w celu zapewnienia dostępu do dodatkowych rezerw mocy, z których OSP będzie mógł skorzystać w przypadku braku wystarczających rezerw mocy do zbilansowania KSE. Poziom mocy dyspozycyjnej w jednostkach nJWCD określa się na podstawie mocy zainstalowanej w tych źródłach oraz średniego obciążenia. PSE S.A. uwzględniają źródła nJWCD w wykonywanych bilansach mocy. Jednakże na podstawie doświadczeń lat ubiegłych, wielkość dodatkowej mocy, możliwej do pozyskania przez OSP z jednostek nJWCD wynosi ok. 300 MW. Ta dodatkowa wielkość mocy możliwej do pozyskania przez OSP traktowana jest jako bieżący operatorski środek zaradczy;

3) okresowa praca z przeciążeniem.

Usługa ta jest świadczona na rzecz OSP przez zdolne do takiej pracy jednostki grafikowe wytwórcze aktywne (JGWa). Praca z przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu JGWa z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej. Jest ona kontraktowana w ramach porozumień w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, które stanowią wyodrębnioną część umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. Ze względu na stosunkowo niewielki wolumen mocy dostępnej obecnie dla OSP w ramach świadczonej usługi praca z przeciążeniem (ok. 100 MW), OSP rozważa zmianę zasad jej nabywania tak, by zachęcić wytwórców do jej świadczenia na rzecz OSP w szerszym zakresie;

4) operatorski import energii

OSP zawarł z zagranicznymi operatorami systemów elektroenergetycznych umowy, które pozwalają w szczególnych przypadkach, po wykorzystaniu wszystkich środków dostępnych w kraju, na operatorski import energii. Można zakładać, że na podstawie tego typu umów, PSE S.A. mogą uzgodnić w trybie operatorskim dostawy mocy na poziomie do 300 MW, jednakże dostępność tego typu pomocy jest przede wszystkim bardzo ograniczona ilościowo oraz obciążona dużym ryzykiem braku dostępności niezbędnej mocy w systemach sąsiednich (np. niekorzystne warunki pogodowe powodujące problemy bilansowe mają przeważnie szerszy zasięg obszarowy).

6. Planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej

Analiza planów inwestycyjnych w zakresie rozpoczętych oraz planowanych inwestycji w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej w kraju, została sporządzona na podstawie badań ankietowych przeprowadzonych przez PSE S.A. w grudniu 2014 r. wśród przedsiębiorstw energetycznych i inwestorów zainteresowanych budową nowych źródeł. Analiza działań inwestycyjnych podejmowanych w celu modernizacji i rozbudowy majątku wytwórczego energetyki, stanowi istotny element oceny długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w szczególności możliwości równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Obecnie w Polsce realizowanych jest szereg przedsięwzięć w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej o dużej skali i kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Najważniejsze inwestycje będące w trakcie budowy dotyczą bloków: 467 MW w Stalowej Woli (2015 r. - Ec. gaz), 473 MW we Włocławku (2015 r. - Ec. gaz), 1075 MW w Kozienicach (2017 r. - El. węgiel kamienny), 596 MW w Płocku (2017 r. - Ec. gaz), 2 x 900 MW w Opolu (blok nr 5 w 2018 r. i blok nr 6 w 2019 r. - El. węgiel kamienny), 910 MW w Jaworznie (2019 r. - El. węgiel kamienny) oraz 496 MW w Turowie (2019 r. - El. węgiel brunatny). Jeżeli budowane obecnie jednostki zostaną zrealizowane zgodnie z harmonogramem przedstawionym w tabeli nr 34, oznaczać to będzie wprowadzenie do krajowego systemu w okresie do 2020 r., nowych źródeł konwencjonalnych o mocy 5 800 MW.

Tabela nr 34

Nowe moce wytwórcze jednostek konwencjonalnych (w trakcie budowy)

L.p.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW _e]	Paliwo	Termin realizacji
1.	GK TAURON /PGNiG S.A.	Stalowa Wola	467	gaz	11.2015
2.	PKN ORLEN S.A.	Włocławek	473	gaz	12.2015
3.	GK ENEA	Kozienice	1 075	węgiel kam.	07.2017
4.	PKN ORLEN S.A.	Płock	596	gaz	12.2017
5.	GK PGE	Opole (blok nr 5)	900	węgiel kam.	08.2018
6.	GK TAURON	Jaworzno	910	węgiel kam.	03.2019
7.	GK PGE	Opole (blok nr 6)	900	węgiel kam.	04.2019
8.	GK PGE	Turów	496	węgiel brun.	08.2019
Moc razem:			5 817		

Źródło: PSE S.A.

Bardzo realną perspektywą jest również fizyczne rozpoczęcie w nieodległym terminie budowy dwóch bloków gazowych o mocy 450 MW: w Elektrowni Łagisza (10.2018 r.) i Elektrociepłowni Żerań (01.2019 r.). W obydwu przypadkach toczą się postępowania przetargowe. Jeżeli wspomniane bloki zostałyby oddane do użytku zgodnie z założonymi przez inwestorów terminami, wówczas całkowita moc jednostek uruchomionych w okresie do 2020 r. wyniosłaby 6 700 MW zamiast 5 800 MW.

W tabeli nr 35 przedstawiono jednostki wytwórcze będące na etapie planowania, charakteryzujące się wysokim stopniem zaawansowania prac przygotowawczych, m.in. wydaniem przez PSE S.A. warunków przyłączeniowych lub zawarciem umowy o przyłączenie. Wśród planowanych nowych jednostek wytwórczych znajdują się również bloki elektrowni jądrowej, przy czym zakres rozwoju tej technologii w Polsce przedstawiony w tabeli, oparto na harmonogramie zawartym w PPEJ, zgodnie z którym zakłada się, że w okresie do 2030 r. powstaną bloki o łącznej mocy 3 000-6 000 MW. Przyłączenie elektrowni jądrowej do sieci przesyłowej nie jest jednak obecnie objęte formalną procedurą związaną z określeniem warunków przyłączenia.

Tabela nr 35

Planowane inwestycje w nowe moce wytwórcze [MW_e]

Rok	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2025	2026-2030	RAZEM 2016-2020	RAZEM 2016-2030
Węgiel kamienny	0	0	1 000	793	0	1 293	0	1 793	3 086
Gaz ziemny	0	0	1 280*	875**	456	1 911	0	2 611	4 522
El. jądrowe	0	0	0	0	0	0	3 000-6 000	0	3 000-6 000
RAZEM	0	0	2 280	1 668	456	3 204	3 000-6 000	4 404	10 608-13 608

*razem z blokiem gazowym 450 MW w Elektrowni Łągisza

**razem z blokiem gazowym 450 MW w Elektrociepłowni Żerań

Źródło: PSE S.A.

Informacje o planach w zakresie budowy nowych mocy w elektrociepłowniach zawodowych, przedstawia tabela nr 36 (w trakcie realizacji) i tabela nr 37 (planowane).

Tabela nr 36

Nowe moce wytwórcze w elektrociepłowniach zawodowych (w trakcie budowy)

L.p.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW _e]	Paliwo	Termin realizacji
1.	GK PGE	Gorzów	138,0	gaz	03.2016
2.	GK TAURON	Tychy	65,0	węgiel kam.	06.2016
3.	Spółka Energetyczna Jastrzębie SA	Zofiówka	75,0	węgiel kam.	01.2017
4.	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o	Zabrze	75,0	węgiel kam.	03.2018
Moc razem:			353		

Źródło: PSE S.A.

Tabela nr 37

Planowane nowe moce wytwórcze w elektrociepłowniach zawodowych

Wyszczególnienie	2016	2017	2018	2019	2020	2021- 2025	2026- 2030	RAZEM 2016-2020	RAZEM 2016-2030
Gaz ziemny	100	126	120	122	0	23	114	468	605
RAZEM	100	126	120	122	0	23	114	468	605

Źródło: PSE S.A.

Duża liczba projektów występujących w planach inwestorów na przestrzeni ostatnich kilku lat, została całkowicie zawieszona lub zamrożona na bliżej nieokreślony okres. W przypadku większości projektów decyzja o przejściu do fazy budowy została wstrzymana z uwagi na bardzo dużą niepewność odnośnie przyszłych warunków rynkowych.

7. Zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych

7.1. Rozwój sieci przesyłowej

Rozwój sieci przesyłowej w Polsce zapewnia operator sieci przesyłowej PSE S.A. Działalność inwestycyjna PSE S.A. w horyzoncie pięcioletnim została określona w Planie Zamierzeń Inwestycyjnych (PZI).

Celem inwestycji, ujętych w PZI na lata 2015-2019 jest:

- 1) stworzenie warunków polepszających współpracę ze sobą źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych parametrach ich pracy;
- 2) zwiększenie pewności zasilania obszarów metropolii poprzez strukturalne zmiany układów zasilania w newralgicznych obszarach kraju;
- 3) wzmocnienie roli systemu przesyłowego w KSE poprzez rozbudowę strukturalną sieci przesyłowej oraz częściowe i stopniowe zdejmowanie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV;
- 4) zwiększenie możliwości ruchowych w KSE;
- 5) zwiększenie zdolności regulacji napięć;
- 6) zapewnienie wyprowadzenia mocy z przyłączanych źródeł;
- 7) rozbudowa połączeń transgranicznych w celu rozwoju wewnętrznego, wspólnotowego rynku energii elektrycznej.

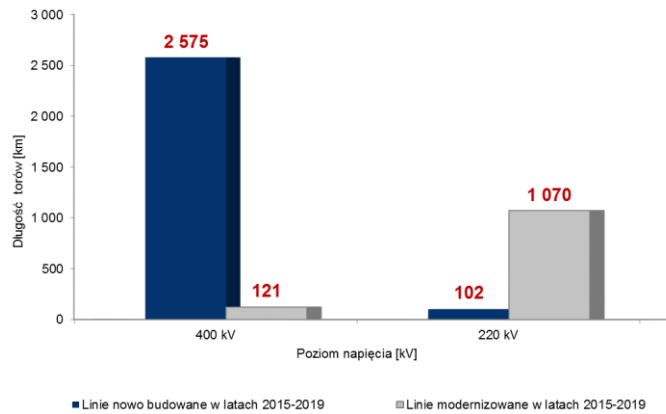
Plan PZI na lata 2015 -2019 przewiduje:

- 1) budowę:
 - a) ok. 2 575 km torów prądowych 400 kV,
 - b) ok. 102 km torów prądowych 220 kV,
 - c) 1 stacji elektroenergetycznej 400 kV,
 - d) 1 stacji elektroenergetycznej 400/(220)/110 kV,
 - e) 5 stacji elektroenergetycznych 400/110 kV;
- 2) rozbudowę 47 stacji elektroenergetycznych (o różnym napięciu);
- 3) modernizację:
 - a) ok. 121 km torów prądowych 400 kV,
 - b) ok. 1 070 km torów prądowych 220 kV,
 - c) 21 stacji elektroenergetycznych (o różnym napięciu)
- 4) dostawę i instalację ok. 44 jednostek transformatorowych o łącznej mocy ok. 16 550 MVA.

Planowane w powyższym okresie efekty rzeczowe w zakresie sieci przedstawia wykres nr 23.

Wykres nr 23

Efekty rzeczowe zamierzeń/zadań inwestycyjnych w zakresie linii przesyłowych planowane do osiągnięcia do 2019 r.

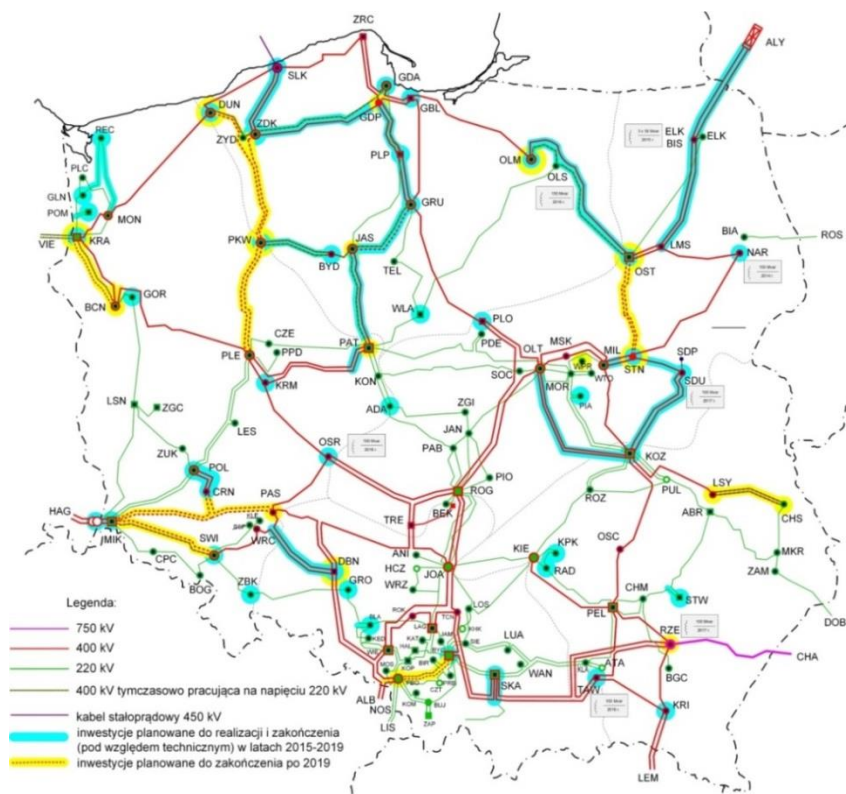


Źródło: PSE S.A.

Planowany schemat sieci przesyłowej w 2019 r. przedstawia rysunek nr 4.

Rysunek nr 4

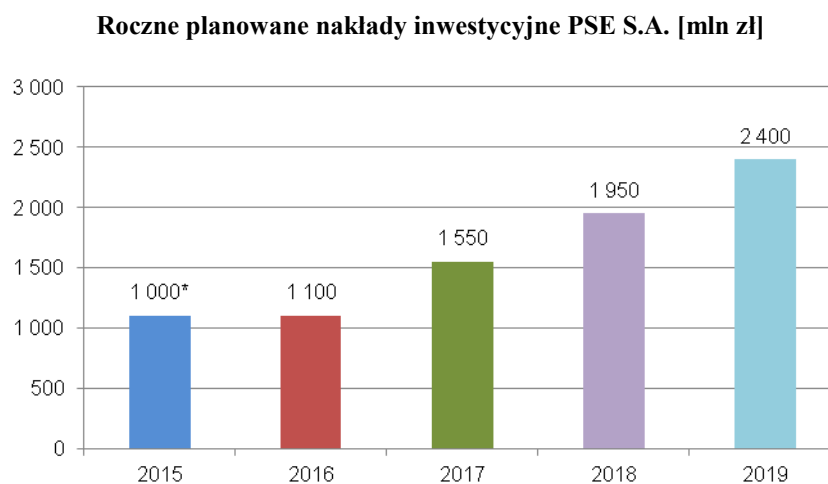
Schemat sieci przesyłowej przewidywany stan na koniec 2019 r.
(z wyróżnionymi inwestycjami w realizacji)



Źródło: PSE S.A.

Szacowane nakłady na zamierzenia ujęte w PZI w latach 2015-2019 wynoszą 8 mld zł. W ujęciu rocznym przedstawia wykres nr 24.

Wykres nr 24



*) w Planie Inwestycji Rzeczowych na 2015 r. zaplanowano nakłady w wysokości 1 100 mln zł

Źródło: PSE S.A.

7.2. Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych

7.2.1. Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (uzupełnione 14 czerwca 2013 r. Rozporządzeniem Komisji (UE) Nr 543/2013 w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej) nakłada na OSP obowiązek opracowania i wdrożenia mechanizmów koordynacji i wymiany informacji, mających za zadanie udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy KSE. Zgodnie z ww. rozporządzeniem PSE S.A. zarządza ograniczeniami przesyłowymi wymiany międzysystemowej na zasadach przejrzystych, jednolitych i wolnych od dyskryminacji, na rzecz podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej.

PSE S.A. udostępnia zdolności przesyłowe na:

- 1) przekroju synchronicznym (połączenia przesyłowe z Niemcami, Czechami i Słowacją);
- 2) połączeniu z Ukrainą (wydzielona praca bloków Elektrowni Dobrotwór na system Polski poprzez linię 220 kV Zamość-Dobrotwór);
- 3) połączeniu asynchronicznym (kablówce połączenie stałoprądowe Polska-Szwecja).

Zarządzanie połączeniami synchronicznymi

Na przekroju synchronicznym zdolności przesyłowe udostępniane są w formie przetargów skoordynowanych, w oparciu o zasady zawarte w umowie „Agreement for

Services” (przetargi roczne, miesięczne i dobowe), której stronami są Central Allocation Office (CAO) oraz 8 operatorów systemów przesyłowych z Regionu Europy Środkowo-Wschodniej (CEE), tj. 50Hertz, CEPS, ELES, MAVIR, PSE S.A., SEPS, TENNET, APG. Funkcję biura przetargów pełni CAO. Zasady udostępniania zdolności przesyłowych w ramach Intraday reguluje umowa „Agreement on Intra Day” zawarta pomiędzy 50Hertz, CEPS, MAVIR, PSE S.A., SEPS, TENNET oraz APG. PSE S.A. oferuje zdolności przesyłowe na przekroju synchronicznym obejmującym połączenia transgraniczne z Czechami, z Niemcami i Słowacją (tzw. przekrój techniczny PSE - CEPS+SEPS+50Hertz).

W kierunku eksportu oferowane są zdolności przesyłowe w przetargach długoterminowych (rocznych, miesięcznych), w przetargach dobowych oraz w ramach mechanizmu Intra Day. Maksymalne zdolności przesyłowe na przekroju synchronicznym w kierunku eksportu oferowane na przetargu rocznym w 2013 r. i 2014 r. wyniosły 400 MW, na przetargach miesięcznych odpowiednio 600 MW i 400 MW oraz na przetargach dobowych 1600 MW i 1200 MW. Wielkość oferowanych mocy w mechanizmie Intra Day była wyznaczana na podstawie aktualnego stanu sieci, z uwzględnieniem niewykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnianych we wcześniejszych przetargach. Maksymalna oferowana moc wynosiła odpowiednio 500 MW w 2013 r. i 700 MW w 2014 r. Ze względu na występujące nieplanowe przepływy kołowe mocy z systemu niemieckiego poprzez system polski (dochodzące do 2000 MW), dla zachowania wymaganych parametrów bezpiecznej pracy systemu krajowego, PSE S.A. nie udostępnia transgranicznych zdolności przesyłowych w kierunku importowym w ramach przetargów rocznych i miesięcznych. PSE S.A. udostępniają transgraniczne zdolności przesyłowe w kierunku importu do KSE tylko w ramach przetargów dobowych oraz Intra Day. Maksymalna moc oferowana w 2013 r. i 2014 r. w mechanizmie Intra Day wyniosła 500 MW, a w przetargach dobowych odpowiednio 565 MW i 367 MW.

Planowane modyfikacje zarządzania połączeniami na przekroju synchronicznym

Wytyczne Ramowe opublikowane w połowie 2011 r. przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), wskazały mechanizm market coupling, działający w oparciu o metodologię Flow-Based, jako Model Docelowy Rynku do alokacji zdolności przesyłowych w horyzoncie krótkoterminowym (*day ahead i intraday*) oraz określiły zakres rozwiązań do wprowadzenia w ramach Wytycznych Komisji Europejskiej - Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), który obejmuje sposób i harmonogram wdrożenia Modelu Docelowego Rynku. Wejście w życie Wytycznych CACM jest planowane w połowie 2015 r. Implementacja Modelu Docelowego Rynku ma się odbywać w ramach projektów regionalnych, które następnie mają się połączyć w projekt pan-europejski. PSE S.A. od początku aktywnie uczestniczą w procesie budowy zintegrowanego rynku energii elektrycznej UE poprzez członkostwo i udział w pracach dedykowanych grup roboczych, pracujących w ramach organizacji branżowych z sektora elektroenergetycznego. Aktualnie prowadzone są wspólne działania z 7 OSP i 7 giełdami energii z regionu CEE (w tym TGE) mające na celu implementację mechanizmu Flow-Based Market Coupling na połączeniach synchronicznych KSE. Po podpisaniu w lutym 2014 wielostronnego porozumienia pomiędzy giełdami energii, OSP i Regulatorami ze wszystkich krajów regionu, wyrażającego wolę współpracy oraz określającego ogólne ramy projektu (Memorandum of Understanding) zostały powołane struktury projektu CEE FB MC (CEE Flow-Based Market

Coupling), którego celem jest implementacja w regionie CEE mechanizmu ww. market coupling w oparciu o metodologię Flow-Based (tj. Modelu Docelowego Rynku) i następnie połączenie się z projektem MRC (Europa Zachodnia i kraje skandynawskie). Zgodnie z aktualnym harmonogramem projektu nastąpi to w drugim kwartale 2016 r.

Przygotowany został również projekt kodeksu Forward Capacity Allocation (FCA) dla alokacji zdolności przesyłowych w horyzontach długoterminowych. Kodeks FCA uzyskał akceptację ACER i został przekazany do Komisji Europejskiej w celu dalszego procedowania. Przyjęcie kodeksu FCA obliguje OSP m.in. do wypracowania zharmonizowanych zasad alokacji długoterminowych praw przesyłowych i wdrożenia jednej platformy realizującej ww. alokacje. Dlatego też zdolności przesyłowe w ramach aukcji długoterminowych począwszy od 2016 r. mają być alokowane w trybie przetargów typu *explicite* w oparciu o nowopowstałe i zharmonizowane, na poziomie europejskim Zasady Aukcji. Opracowane nowe Zasady Aukcji zostały skonsultowane z agencją ACER i są przedmiotem publicznych konsultacji przeprowadzanych przez ENTSO-E.

Alokacja długoterminowych zdolności przesyłowych ma być prowadzona w nowym biurze aukcyjnym Joint Allocation Office (JAO), powstałym w wyniku fuzji biur aukcyjnych Central Allocation Office GmbH (CAO) oraz CASC.EU S.A. (CASC), działających obecnie w regionach Europy Środkowo Wschodniej (CEE) i Europy Środkowo Zachodniej (CWE). Prace nad przeprowadzeniem fuzji zostały rozpoczęte w pierwszej połowie 2013 r. Obecnie trwa faza implementacyjna projektu, która ma zakończyć się finalizacją fuzji w drugiej połowie 2015 r.

Zarządzanie połączeniem z Ukrainą (linia 220 kV Zamość-Dobrotwór).

Połączenie umożliwi promieniową (wydzieloną) pracę bloków Elektrowni Dobrotwór na system Polski, co oznacza, że realizowany jest wyłącznie import energii do Polski. Dopuszczalna zdolność przesyłowa tego połączenia wynosi 220 MW.

Począwszy od 2011 r., PSE S.A. rozpoczęły organizowanie przetargów na zdolności przesyłowe na tym połączeniu. Zdolności przesyłowe udostępniane są w oparciu o Zasady przetargów, opublikowane na stronie internetowej PSE S.A. Funkcję Biura Aukcyjnego pełni PSE S.A. Ze względu na brak wdrożenia odpowiednich regulacji prawnych po stronie ukraińskiej, które umożliwiałyby wdrożenie przetargów skoordynowanych, PSE S.A. organizują przetargi jako jednostronne, typu *implicite*.

Zarządzanie połączeniem stałoprądowym Polska-Szwecja

Od grudnia 2010 r. zdolności przesyłowe na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja udostępniane są poprzez mechanizm Market Coupling, w ramach aukcji niejawnych (*implicite*) na rynku dnia następnego, organizowanych przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE) i Nord Pool Spot AS (NPS). Od 31 sierpnia 2012 r. połączenie stanowi współwłasność operatorów systemów przesyłowych Polski i Szwecji. Zasady dotyczące udostępniania zdolności połączenia reguluje umowa czterostronna „Market Coupling Agreement”, której stronami są Affärsverket Svenska Kraftnät (SvK), PSE S.A., NPS oraz TGE.

W latach 2013-2014 PSE S.A. oferowały zdolności przesyłowe w kierunku eksportu i importu. W kierunku eksportu zdolności przesyłowe w dobach roboczych oferowano zazwyczaj w strefie nocnej, maksymalne oferowane moce wyniosły 300 MW. W kierunku

importu moce oferowano z reguły w strefie dziennej. Maksymalne oferowane moce w kierunku importu wynosiły 600 MW. Powyżej opisane możliwości oferowania mocy przez PSE S.A. spowodowane były występującymi ograniczeniami bilansowymi (które nie pozwalały na import w strefie nocnej) oraz ograniczeniami sieciowymi (limitującymi eksport do 300 MW w strefie nocnej oraz do 0 MW w strefie dziennej).

7.2.2. Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju synchronicznym

Instalacja przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska-Niemcy

Ukształtowanie sieci przesyłowych oraz konfiguracja pracy połączonych systemów elektroenergetycznych krajów Europy Środkowej (Niemiec, Polski, Czech, Słowacji i Austrii) powoduje przepływy wyrównawcze mocy pomiędzy krajami tego regionu, tzw. przepływy kołowe. Niezależnie od przepływów kołowych, sieć przesyłowa Polski narażona jest na przepływy tranzytowe wynikające z realizacji handlowej wymiany energii elektrycznej pomiędzy systemem niemieckim i austriackim. W efekcie dla polskiego systemu elektroenergetycznego przepływy te obniżają poziom dopuszczalnego eksportu i importu. Zbyt duże przepływy kołowe mogą doprowadzić do braku spełnienia podstawowego kryterium niezawodnościowego, jakim jest reguła n-1. Planowane w systemie niemieckim przyłączenia nowych morskich farm wiatrowych w rejonie Morza Bałtyckiego, a także przyłączenia nowych elektrowni gazowych dużej mocy w północnej części systemu przesyłowego oraz wzrastające przepływy handlowe pomiędzy Niemcami i Austrią spowodują w następnych latach, bez zastosowania środków zaradczych, przeciążenia ciągów przesyłowych w systemie polskim. Wobec wyczerpywania się operacyjnych środków zaradczych, firmy PSE S.A. i 50 Hertz Transmission GmbH (50Hertz) na bazie wspólnych prac studialnych uzgodniły, że na liniach transgranicznych z systemem niemieckim zostaną zainstalowane transformatorowe przesuwniki fazowe (PST). PSE S.A. podjęła taką decyzję mając na względzie umożliwienie sterowania przesyłami mocy na przekroju polsko-niemieckim w kontrolowany i bezpieczny sposób, bez konieczności stosowania radykalnych działań w postaci wyłączenia granicznych linii przesyłowych. Przeprowadzone analizy systemowe wykazały, że instalacja PST na połączeniach z Niemcami wraz z przełączeniem linii Krajnik-Vierraden na napięcie 400 kV zwiększy bezpieczeństwo pracy KSE dzięki stworzeniu możliwości regulacji przepływów kołowych od strony Niemiec do wartości bezpiecznych oraz zwiększy zdolności przesyłowe, zarówno eksportowe jak i importowe. Po zainstalowaniu PST i optymalizacji rozpliwów mocy na liniach Krajnik-Vierraden i Mikułowa-Hagenwerder nastąpi zwiększenie zdolności wymiany mocy na przekroju synchronicznym o 1 500 MW w kierunku eksportowym i 500 MW w kierunku importowym.

Łączne nakłady inwestycyjne przewidziane na realizację powyższych zadań wynoszą ok. 277,7 mln zł netto, w tym 174,5 mln zł na dostawę i montaż przesuwników fazowych i 103,2 mln zł na rozbudowę SE Mikułowa, związaną z instalacją PST. W umowie pomiędzy PSE S.A. a 50 Hertz ustalono maksymalne przepływy fizyczne na przekroju polsko-niemieckim, po przekroczeniu których operatorzy z obu stron będą zobowiązani do działań zaradczych. Według załączonego do umowy harmonogramu przełączenie linii Krajnik-Viereaden na napięcie 400 kV wraz z instalacją kompletu przesuwników fazowych w SE Vierraden nastąpi do dnia 31 października 2017 r.

Budowa nowego (trzeciego) połączenia Polska- Niemcy

Projekt nowego połączenia Polska-Niemcy obejmuje budowę 2-torowej linii 400 kV łączącej stację Plewiska w zachodniej części KSE ze stacją Eisenhuettenstadt po stronie niemieckiej. W pierwszej fazie, w horyzoncie 2020 r., planowano budowę połączenia w relacji Plewiska - Plewiska Bis - Eisenhuettenstadt, natomiast w dalszym terminie rozpatrywano powiązanie tej linii z nową stacją Zielona Góra oraz nowymi ciągami przesyłowymi w zachodniej części KSE.

W latach 2013-2014, uwzględniając aktualne uwarunkowania systemowe, PSE S.A. wykonały prace analityczne, w ramach których określono wymagany zakres rozbudowy systemu przesyłowego w zachodniej części kraju zapewniający w horyzoncie długoterminowym równocześnie: poprawę bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną północno-zachodniego obszaru KSE, możliwości wyprowadzenia mocy z istniejących oraz planowanych na tym obszarze źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i OZE) oraz poprawę warunków międzysystemowej wymiany mocy na przekroju synchronicznym. Wyniki analiz wykazały, że rozbudowa sieci przesyłowej w rejonie SE Krajnik i SE Mikułowa wykazuje porównywalne efekty w zakresie możliwości zwiększenia importu mocy, w stosunku do budowy nowego połączenia z systemem niemieckim, wymaga natomiast niższych nakładów inwestycyjnych. Ponadto, rozbudowa sieci wewnętrznej jest korzystniejsza ze względu na inne uwarunkowania dotyczące przede wszystkim poprawy pewności zasilania zachodniej części kraju, poprawy pewności wyprowadzenia mocy z krajowych źródeł wytwórczych oraz uniknięcia zwiększenia przepływów kołowych z systemu niemieckiego poprzez system polski.

Biorąc powyższe pod uwagę PSE S.A. planują w horyzoncie roku 2020 rozbudowę sieci wewnętrznej na zachodzie kraju obejmującą:

- 1) linie wychodzące z SE Krajnik - budowa 2-torowej linii 400 kV Krajnik-Baczyna i dalej w kierunku Poznania;
- 2) linie wychodzące z SE Mikułowa:
 - a) budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa-Pasikurovice,
 - b) budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice.

Inwestycje te pozwolą na osiągnięcie 2 000 MW zdolności importowych, bez konieczności budowy trzeciego połączenia z systemem niemieckim.

PSE S.A. poinformowały 50Hertz o zmianie planów w zakresie budowy trzeciego połączenia i uzgodniły korektę opracowanego 10-letniego Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej (TYNDP) przesuającą w czasie tę inwestycję. Budowa trzeciego połączenia Polska-Niemcy może być rozważana w kontekście potrzeby dalszego wzrostu zdolności wymiany mocy na przekroju synchronicznym, szczególnie w kierunku importu mocy. Ocenia się, że takie potrzeby nie wystąpią przed 2030 rokiem, a decyzja i termin potencjalnego uruchomienia połączenia, w uzgodnieniu z operatorem niemieckim, zostanie poprzedzona stosownymi analizami systemowymi.

7.2.3. Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju asynchronicznym

Wymiana mocy na tym przekroju może być realizowana głównie z wykorzystaniem wstawek prądu stałego. Aktualnie na przekroju asynchronicznym realizowane bądź rozpatrywane są następujące połączenia:

- 1) budowa połączenia 400 kV Polska-Litwa;
- 2) ponowne uruchomienie połączenia Polska-Ukraina na napięciu 750 kV lub 400 kV.

Ponadto zostanie wykonana ocena możliwości budowy połączenia:

- 1) 400 kV Polska-Białoruś;
- 2) 400 kV Polska-Rosja (Kaliningrad).

Budowa połączenia 400 kV Polska-Litwa

Połączenie elektroenergetyczne Polska-Litwa jest realizowane zgodnie z Decyzją nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 roku, ustanawiającą wytyczne dla transeuropejskich sieci elektroenergetycznych. Określono w niej, że Unia Europejska wspiera połączenia międzysystemowe, współpracę operacyjną i rozwój transeuropejskich sieci energetycznych w celu wspierania skutecznego funkcjonowania i rozwoju rynku, ułatwienia rozwoju i ograniczenia odizolowania regionów oraz wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw energii.

Budowa połączenia międzysystemowego spełniającego powyższe cele wiąże się z koniecznością wzmocnienia polskiej sieci przesyłowej. Dlatego też spółka PSE S.A., opracowała i wdrożyła „Program rozbudowy KSP w zakresie połączenia Polska-Litwa”, obejmujący swoim zakresem wszelkie inwestycje niezbędne do realizacji tzw. „mostu elektroenergetycznego” pomiędzy Polską i Litwą. Program obejmuje 11 zadań inwestycyjnych, które ze względu na znaczne nakłady finansowe oraz konieczność zachowania stabilnej pracy KSE, są wykonywane zgodnie z harmonogramem uwzględniającym sposób finansowania oraz uwarunkowania techniczne i ruchowe pracy systemu. Z uwagi na udział w finansowaniu inwestycji środków pomocowych UE, przewiduje się zakończenie prac budowlano-montażowych zadań w 2015 r.

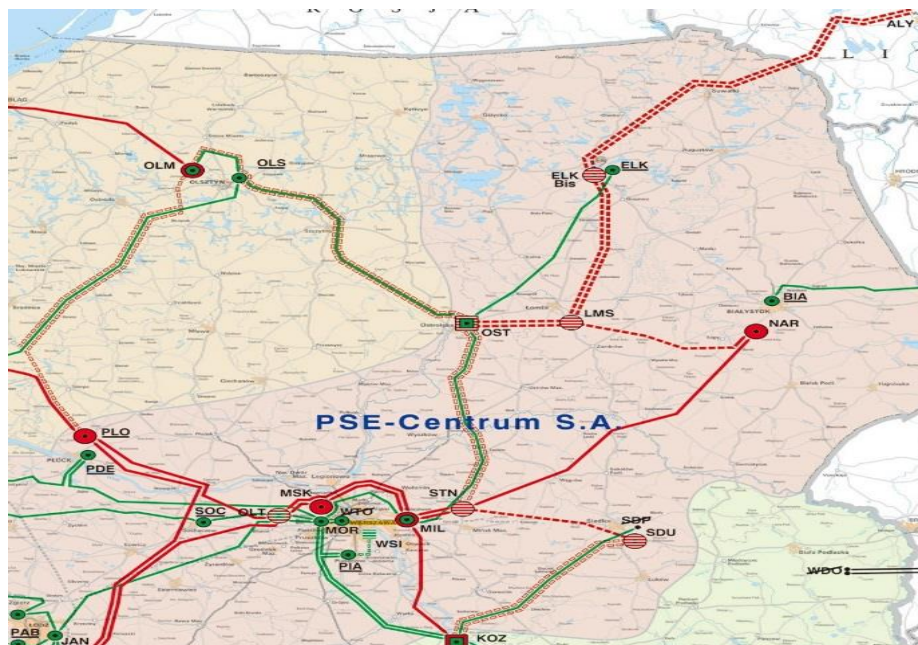
W skład Programu wchodzi następujące inwestycje:

- 1) Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew;
- 2) Budowa linii 400 kV Narew-Łomża-Ostrołęka;
- 3) Rozbudowa stacji 220/110 kV Ostrołęka o rozdzielnię 400 kV wraz z modernizacją rozdzielni 220 kV i budową nowej rozdzielni 110 kV;
- 4) Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Narew;
- 5) Budowa linii 400 kV Ełk Bis-Łomża;
- 6) Budowa stacji 400/110 kV Ełk Bis - I i II etap;
- 7) Budowa stacji 400 kV Łomża;
- 8) Budowa linii 400 kV Miłosna-Siedlce Ujrzanów;
- 9) Budowa stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów;
- 10) Budowa linii 400 kV Ełk Bis-Granica RP (kierunek Alytus);
- 11) Budowa stacji 400 kV Stanisławów.

Schemat rozbudowy KSP związanej z połączeniem Polska-Litwa przedstawia rysunek nr 5.

Rysunek nr 5

Rozbudowa KSP związana z budową połączenia Polska-Litwa



Źródło: PSE S.A.

Obecnie siedem zadań znajduje się w fazie budowlanej:

- 1) Rozbudowa stacji 220/110 kV Ostrołęka o rozdzielnię 400 kV wraz z modernizacją rozdzielni 220 kV i budową nowej rozdzielni 110 kV;
- 2) Budowa linii 400 kV Elk Bis-Łomża;
- 3) Budowa stacji 400/110 kV Elk Bis - I i II etap;
- 4) Budowa linii 400 kV Miłosna-Siedlce Ujrzanów;
- 5) Budowa stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów;
- 6) Budowa linii 400 kV Elk Bis-Granica RP (kierunek Alytus);
- 7) Budowa stacji 400 kV Stanisławów.

Dla pozostałych 4 zadań, prace budowlano-montażowe zostały zakończone.

Projekt połączenia elektroenergetycznego Polska-Litwa dofinansowywany jest w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 X Oś Priorytetowa „Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii”, Działanie 10.1 „Rozwój Systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego”. W ramach Projektu „Połączenie elektroenergetyczne Polska-Litwa” z Instytutem Nafty i Gazu jako Instytucją Wdrażającą, podpisane zostały dwie umowy dotyczące przygotowania Projektu („pre-umowy”), na podstawie których PSE S.A. zobowiązała się do przygotowania Projektu w pełnym zakresie w terminach określonych w harmonogramie przygotowania realizacji Projektu. Dofinansowanie Programu nastąpi ze środków POIiŚ na podstawie odrębnych umów. Łączne

dofinansowanie projektów wchodzących w skład połączenia elektroenergetycznego Polska-Litwa wynosi 868,4 mln zł.

Połączenia z Ukrainą

W listopadzie 2014 r. uruchomione zostało Studium wykonalności synchronicznego przyłączenia systemów Ukrainy i Mołdawii do systemu Europy kontynentalnej ENTSO-E (dalej: Studium UA/MD). W ramach Studium UA/MD zidentyfikowany zostanie zakres niezbędnych prac, które musiałyby zostać zrealizowane, aby dostosować systemy elektroenergetyczne Ukrainy i Mołdawii do wymogów ENTSO-E. Wykonanie Studium UA/MD jest jednym z pierwszych kroków w procedurze synchronicznego rozszerzania obszaru Europy kontynentalnej, która obowiązuje w ENTSO-E. Główny produkt, tj. raport ze Studium UA/MD, w zależności od uzyskanych wyników, będzie podstawą do kontynuacji procesu przyłączenia systemów Ukrainy i Mołdawii do systemu Europy kontynentalnej. Dotychczasowe doświadczenia z rozszerzania obszaru synchronicznego Europy Kontynentalnej (obejmujące m.in. przyłączenie synchroniczne krajów bloku CENTREL, przyłączenia Rumunii i Bułgarii oraz przyłączenie Turcji) wskazują, że są to procesy wieloletnie. Studium UA/MD realizowane jest przez Konsorcjum Operatorów Systemów Przesyłowych z Rumunii, Węgier, Serbii, Bułgarii i Polski. Zakończenie prac zaplanowane jest na grudzień 2015 r. PSE S.A. pełni jedną z kluczowych ról w ramach wszystkich prac prowadzonych w ramach Studium, będąc jednocześnie liderem grupy roboczej odpowiedzialnej za wykonanie analiz dynamicznych (weryfikujących możliwość pracy synchronicznej systemów UA/MD z systemem europejskim). Zadania realizowane przez PSE S.A. w ramach Studium UA/MD są prowadzone w ramach powołanego w PSE S.A. projektu strategicznego „Połączenie w kierunku Polska-Ukraina”.

Poza pracami przewidzianymi w Studium UA/MD, PSE S.A. prowadziły wstępne działania mające na celu zidentyfikowanie technicznych możliwości wcześniejszego (tj. przed ewentualną synchronizacją) przywrócenia do pracy połączenia 750 kV Rzeszów-Chmielnicka. Do chwili obecnej nie podjęto żadnych wiążących decyzji w tym zakresie.

Połączenie z Białorusią

W sierpniu 2014 r. PSE S.A. skierowały do Belenergo pisma dot. ewentualnego zainteresowania strony białoruskiej świadczeniem usług pomocy awaryjnej połączeniem 110 kV Wólka Dobryńska-Brześć, a także planów związanych z utrzymaniem połączenia 220 kV Białystok-Roś. W odpowiedzi strona białoruska przesłała informację o braku technicznych możliwości świadczenia usługi pomocy awaryjnej połączeniem 110 kV Wólka Dobryńska-Brześć oraz zaproponowała przeanalizowanie możliwości pracy obu połączeń w trybie asynchronicznym, tj. z wykorzystaniem wstawek prądu stałego.

W dniach 20-21 listopada 2014 r. w Brześciu odbyło się posiedzenie Polsko-Białoruskiej Grupy Roboczej do spraw współpracy w zakresie energetyki. W trakcie posiedzenia strony wymieniły informacje nt. możliwych perspektyw rozwoju połączenia 220 kV Białystok-Roś oraz ewentualnej pomocy awaryjnej z systemu białoruskiego. Strony uzgodniły potrzebę wykonania analiz technicznych oraz ekonomicznych dot. wykorzystania połączenia 220 kV Białystok-Roś. Wyniki analiz mają być przekazane właściwym ministerstwom do dnia 1 lipca 2015 r.

W lutym 2015 r. w siedzibie PSE S.A. odbyło się spotkanie z przedstawicielami strony białoruskiej, w trakcie którego PSE S.A. poinformowały, że przeprowadziły wstępną analizę techniczno-ekonomiczną, która wskazała, że (ze względów techniczno-ekonomicznych) wariantem wykorzystania połączenia Roś-Białystok, który ewentualnie mógłby być przedmiotem dalszych rozmów, jest praca tego połączenia w obecnych warunkach, tj. na napięciu 220 kV. Strona białoruska stwierdziła, że nie analizowała wariantu zaprezentowanego przez PSE S.A. – w związku z tym, po jego wewnętrznej analizie, prześle swoją opinię do PSE S.A. Dalsze kroki, w tym ewentualna kontynuacja dalszych rozmów, będą uzależnione od wyników powyższej analizy. Ewentualne podjęcie wiążących decyzji w zakresie odbudowy/uruchomienia połączenia z Białorusią wymagać będzie uzgodnień na szczeblu rządowym.

Połączenie z Rosją (Kaliningrad)

Od 2013 r. nie prowadzono uzgodnień ze stroną rosyjską dotyczącą budowy tego połączenia.

Wnioski

Wyniki monitoringu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wskazują, że w latach 2013-2014 zachowane zostały warunki bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

1. Nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców, spowodowane brakiem mocy w KSE lub awariami systemowymi. Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w 2014 r. w wyniku awarii sieciowych w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oszacowano na 10,5 GWh, co stanowiło ok. 0,006 % krajowego zużycia energii elektrycznej. Łącznie ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych była o 17,05 GWh niższa niż w 2013 r. Nadal występują jednak trudności z ograniczeniem długości przerw w zasilaniu odbiorców do poziomów w najlepiej rozwiniętych systemach państw członkowskich Unii Europejskiej.
2. W 2014 r. nadwyżka mocy dostępnej dla OSP była wystarczająca dla niezawodnego pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną. Średnia wartość rezerwy mocy dostępnej dla OSP w okresie szczytu zapotrzebowania dni roboczych była o 21,5 % (szczyt wieczorny) i 14,5 % (szczyt ranny) wyższa w porównaniu z rokiem poprzednim.
3. Na podstawie analiz niezawodności pracy sieci oraz bilansów mocy KSE na poszczególnych etapach planowania i prowadzenia ruchu, można jednak wskazać na zidentyfikowane potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw:
 - okresowe utrzymywanie się nadwyżki mocy dostępnej dla OSP poniżej wartości wymaganej;
 - trudności w spełnieniu kryterium n-1 pracy sieci w związku z obniżoną obciążalnością linii elektroenergetycznych (głównie linii 110 kV) w okresach występowania wysokich temperatur;
 - okresowe naruszenia spełnienia kryterium n-1, w związku z nieplanowymi przesyłami tranzytowymi energii elektrycznej na granicy polsko-niemieckiej.
4. Utrzymywała się tendencja do szybszego wzrostu zapotrzebowania na moc w okresie letnim niż zimowym, spowodowana głównie wzrostem liczby wykorzystywanych urządzeń klimatyzacyjnych. W kolejnych latach należy liczyć się z pogarszaniem możliwości pozyskania wymaganego poziomu rezerwy mocy dostępnej dla OSP w okresach występowania wysokich temperatur.
5. Moc zainstalowana w KSE wzrosła o 691,2 MW, tj. 1,8 %. Na koniec 2014 r., jej wartość wyniosła 39 353 MW. Największy procentowy wzrost mocy zainstalowanej widoczny jest w sektorze odnawialnych źródeł energii. Dla elektrowni OZE moc zainstalowana na koniec 2014 r. wynosiła 5 802 MW i była wyższa o 597 MW w stosunku do roku poprzedniego. Ze względu na wzrastający udział mocy w niestabilnych źródłach energii, zwiększenie mocy zainstalowanej w KSE nie przekłada się bezpośrednio na proporcjonalne podwyższenie mocy dyspozycyjnej, ponadto wymaga dostosowywania pracy bloków elektrowni ciepłych do zmian poziomu generacji z OZE.
6. W 2014 r. w kraju wytworzono ok. 159 TWh energii i było to mniej o 5,5 TWh (3,3 %) niż w 2013 r. Przyczyną obniżenia generacji była stabilizacja popytu na energię oraz

dotądnie saldo wymiany międzysystemowej - import energii przewyższył eksport (o 2 167 GWh). Mniej energii wytworzono w oparciu o węgiel, zarówno kamienny jak i brunatny. Wzrosła natomiast generacja z rozwijających się w szybkim tempie odnawialnych źródeł energii, które zaczynają wypierać źródła konwencjonalne. W 2014 r. już 12,5 % wolumenu energii pochodziło z OZE. Utrzymanie takiego tempa wzrostu mocy tych źródeł w kolejnych latach, bez dodatkowych inwestycji poprawiających elastyczność systemu (np. technologia magazynowania energii), znacząco pogorszy warunki bilansowania mocy w KSE.

7. Zmiana zużycia energii elektrycznej ogółem (rok 2014 do roku 2013) była minimalna (dynamika 100,7 %), ale poziom zużycia w 2014 r. był najwyższy w historii i wyniósł 161,1 TWh.
8. Ocena stanu technicznego stacji i linii najwyższych napięć (NN) oraz 110 kV znacząco przekracza poziom zadowalający, co wskazuje na prawidłowo prowadzone zabiegi eksploatacyjne i utrzymaniowe, w tym remontowe, przez operatorów sieciowych. Należy jednak wskazać na potrzebę podejmowania działań inwestycyjnych, ukierunkowanych na zwiększenie dopuszczalnej obciążalności linii elektroenergetycznych (w tym linii 110 kV należących do OSD) w okresach występowania wysokich temperatur. Według danych opublikowanych przez Prezesa URE oraz przedsiębiorstwa energetyczne, do 2019 r. inwestycje w infrastrukturę sieciową mają przekroczyć 41 mld zł, z czego 8 mld zł to byłyby nakłady poniesione na modernizację sieci przesyłowej.
9. Majątek wytwórczy elektrowni zawodowych charakteryzuje się wysokim stopniem zużycia. Według danych na koniec 2013 r., 58,64 % mocy zainstalowanej ulokowane jest w turbozespołach pracujących od ponad 30 lat. Równocześnie urządzenia eksploatowane krócej niż 10 lat, stanowią zaledwie 11,13 % mocy krajowej energetyki cieplnej zawodowej.

Dla zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych latach, niezbędne mogą okazać się następujące działania:

1. Ze względu na konieczność utrzymania wymaganego poziomu rezerwy mocy w KSE niezbędna jest budowa do 2020 r. nowych systemowych źródeł wytwórczych o sumarycznej mocy ok. 6 000 MW. Biorąc pod uwagę obecnie prowadzone działania inwestycyjne w zakresie budowy nowych jednostek wytwórczych, można stwierdzić, że ich sumaryczna moc odpowiada zidentyfikowanym potrzebom.
2. Z uwagi na fakt, że terminy budowy nowych jednostek są późniejsze niż wystąpienie największych potrzeb, dla zachowania nadwyżki mocy na wymaganym poziomie, konieczne będzie zastosowanie przez OSP w latach 2016-2018 podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu, szczególnie usługi interwencyjnej rezerwy zimnej, która pozwoli na przesunięcie terminu wycofania z eksploatacji istniejących jednostek wytwórczych, przewidzianych do likwidacji do końca 2015 r.
3. Pomimo zastosowania podstawowych środków zaradczych mogą występować okresy, w których będzie zachodziła konieczność wykorzystania bieżących środków zaradczych poprawy bilansu, szczególnie korekty pola remontowego JWCD, uruchomienia rezerw

w jednostkach nie będących JWCD, okresowej pracy z przeciążeniem i operatorskiego importu energii. Należy jednakże podkreślić wysoką niepewność możliwości skorzystania z tej usługi, szczególnie w odległym horyzoncie bez odpowiednich rozwiązań technicznych i organizacyjno-prawnych.

4. Warunkiem koniecznym zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w rozpatrywanym horyzoncie najbliższych 15 lat, jest terminowe zakończenie rozpoczętych inwestycji. W dłuższej perspektywie, w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym właściwych rezerw mocy w systemie, niezbędne jest zapewnienie warunków umożliwiających funkcjonowanie na rynku energii oddawanych do użytku jednostek wytwórczych oraz stworzenie warunków zgodnych z unijnymi regułami zapewnienia adekwatności mocy wytwórczych, zachęcających inwestorów do podejmowania niezbędnych inwestycji w zakresie wytwarzania energii.
5. W okresie 2022-2030 zaistnieje potrzeba wybudowania dodatkowych jednostek systemowych o mocy z zakresu 6000-7500 MW w blokach, w jak największym stopniu dostosowanych do pracy elastycznej. Dokładną wielkość tej mocy będzie można określić po potwierdzeniu przez spółki wytwórcze wycofań jednostek, szczególnie tych planowanych do końca 2030 r. Biorąc pod uwagę jednostki oddane do eksploatacji w latach 2015-2019, całkowite potrzeby w zakresie uruchomienia nowych mocy systemowych w okresie 2015-2030 należy szacować na poziomie 11-13 tys. MW. Zdolności wytwórcze krajowych źródeł gwarantują w całym analizowanym okresie pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną.
6. Budowa nowych mocy wytwórczych w różnych typach źródeł jest niezbędna nie tylko ze względu na zaspokojenie potrzeb odbiorców energii elektrycznej, ale również z powodu konieczności głębokiej modernizacji sektora wytwórczego, w odpowiedzi na postawione cele europejskiej polityki klimatycznej.
7. Dla zapewnienia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, w sytuacji dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii, których wielkość produkcji nie jest w pełni przewidywalna (w szczególności dotyczy to elektrowni wiatrowych oraz fotowoltaicznych), zasadne jest wprowadzenie odpowiednich uregulowań prawnych w zakresie przyłączania magazynów energii (w tym magazynów energii towarzyszących OZE) oraz przepisy dopuszczające ograniczenie generacji energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych (w szczególności w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego) na określonych warunkach.
8. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w okresie do 2030 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany rozwój infrastruktury sieciowej, w tym połączeń międzysystemowych i linii przesyłowych, zwiększających możliwość wymiany mocy z innymi systemami elektroenergetycznymi UE oraz krajami trzecimi. Rozwój tej infrastruktury powinien uwzględniać wymagania tworzenia się jednolitego unijnego rynku energii z wcześniejszym etapem polegającym na budowie rynku regionalnego.