

AKCEPTUJĘ

MINISTER
z up. 
Tomasz Tomczykiewicz
SEKRETARZ STANU



MINISTER
GOSPODARKI



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

ZA OKRES OD DNIA 1 STYCZNIA 2011 R. DO DNIA 31 GRUDNIA 2012 R.

WARSZAWA, 2013 r.

Spis treści

WSTĘP	4
1. PODSTAWOWE INFORMACJE O KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM	6
2. ŹRÓDŁA I KIERUNKI ZAOPATRZENIA GOSPODARKI KRAJOWEJ W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ MOŻLIWOŚCI DYSPONOWANIA TYMI ŹRÓDŁAMI	10
2.1. KRAJOWI WYTWÓRCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ	10
2.2. WYMIANA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z ZAGRANICĄ	15
2.3. MOŻLIWOŚCI DYSPONOWANIA KRAJOWYMI ŹRÓDŁAMI WYTWÓRCZYMI	18
2.4. KIERUNKI ZAOPATRZENIA GOSPODARKI KRAJOWEJ W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	19
2.4.1. Rynek hurtowy.....	21
2.4.2. Rynek detaliczny.....	23
3. STAN INFRASTRUKTURY TECHNICZNEJ SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO	26
3.1. PODSEKTOR WYTWARZANIA.....	26
3.2. PODSEKTOR PRZESYŁU	28
3.3. PODSEKTOR DYSTRYBUCJI.....	32
4. PLANOWANE LUB BĘDĄCE W BUDOWIE NOWE MOCE WYTWÓRCZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ	37
4.1. WPLYW UWARUNKOWAŃ ŚRODOWISKOWYCH NA PROCESY INWESTYCYJNE	37
4.2. BUDOWA NOWYCH MOCY WYTWÓRCZYCH.....	38
5. PROGNOZA RÓWNOWAŻENIA DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z ZAPOTRZEBOWANIEM NA TĘ ENERGIĘ	40
5.1. PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	40
5.2. PROGNOZOWANY HARMONOGRAM UBYTKÓW MOCY WYTWÓRCZEJ W SYSTEMIE.....	43
5.3. PROGNOZOWANY HARMONOGRAM PRZYROSTÓW MOCY WYTWÓRCZYCH W SYSTEMIE	47
5.4. PROGNOZA BILANSU MOCY WYTWÓRCZYCH W PODSEKTORZE WYTWARZANIA	49
5.5. PROGNOZA I OCENA MOŻLIWOŚCI POKRYCIA KRAJOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	51
5.6. WERYFIKACJA WCZEŚNIEJSZYCH PROGNOZ ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	55
6. BEZPIECZEŃSTWO PRACY SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ	58
6.1. PRACA KSE W LATACH 2011-2012	58
6.2. PRACA LINII NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ W LATACH 2011-2012.....	60
6.3. PRACA TRANSFORMATORÓW NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ W LATACH 2011- 2012	61

7. DZIAŁANIA PODEJMOWANE DLA POKRYCIA SZCZYTOWEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ORAZ POSTĘPOWANIE W PRZYPADKU NIEDOBORÓW JEJ DOSTAW.....	64
7.1. USŁUGI SYSTEMOWE JAKO NARZĘDZIE BILANSOWANIA KSE.....	64
7.1.1. <i>Usługa rezerwy interwencyjnej zimnej</i>	65
7.1.2. <i>Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP</i>	66
7.1.3. <i>Pozostałe działania OSP</i>	67
7.2. POSTĘPOWANIE W PRZYPADKU NIEDOBORU DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	68
8. ZAMIERZENIA INWESTYCYJNE W OKRESIE NAJBLIŻSZYCH CO NAJMNIJ 5 LAT, W ODNIESIENIU DO ZAPEWNIENIA ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH.....	70
8.1. PLAN ROZWOJU KSE ORAZ POŁĄCZEŃ TRANSGRANICZNYCH.....	70
8.1.1. <i>Cele i spodziewane efekty realizowanych prac</i>	70
8.1.2. <i>Nakłady inwestycyjne</i>	73
8.2. REGULACJE UE ZWIĄZANE Z ROZWOJEM KSE.....	73
8.3. ROZBUDOWA POŁĄCZEŃ TRANSGRANICZNYCH.....	76
8.3.1. <i>Połączenie Polska - Litwa</i>	76
8.3.2. <i>Nowe połączenie Polska-Niemcy</i>	76
8.3.3. <i>Rozbudowa pozostałych połączeń międzysystemowych</i>	77
9. WNIOSKI.....	78

Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi przepis art. 15b ust. 3-8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - *Prawo energetyczne* (tekst jednolity - Dz. U. z 2012 r. poz. 1059), który zobowiązuje Ministra Gospodarki do pracowania sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym państwa sprawuje minister właściwy do spraw gospodarki - zgodnie z przepisami ustawy - *Prawo energetyczne* oraz ustawy z dnia 4 września 1997 r. *o działach administracji rządowej* (Dz. U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437, z późn. zm.).

Sprawozdanie zawiera informacje obejmujące kolejne lata 2011 i 2012.

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:
 - 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,
 - istniejących i planowanych linii przesyłowych,
 - przewidywanych modeli (struktury) wytwarzania, dostaw, wymiany transgranicznej i zużycia energii elektrycznej umożliwiających stosowanie mechanizmów zarządzania popytem na energię elektryczną,
 - 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 decyzję nr 1229/2003/WE (Dz. Urz. UE L 262 z 22. 09. 2006, str. 1).

Ważniejsze skróty i symbole:

ARE S.A.	Agencja Rynku Energii S.A.
Dyrektywa CCS	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Dz. U. UE L140/114, 5.6.2009)
Dyrektywa ETS	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. UE L140/63, 5.6.2009)
Dyrektywa IED	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych z dnia 24 listopada 2010 r. (Dz. U. UE L334/17, 17.12.2010)
Dyrektywa LCP	Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (Dz. U. UE L301/1, 27.11.2001)
ECg	elektrociepłownie opalane gazem ziemnym
ECwk	elektrociepłownie opalane węglem kamiennym
Elj	elektrownie jądrowe
Elwb	elektrownie opalane węglem brunatnym
Elwk	elektrownie opalane węglem kamiennym
EM&CA	Energy Management and Conservation Agency Spółka Akcyjna
ENTSO-E	Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>)
Hz	jednostka częstotliwości
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
nJWCD	jednostki wytwórcze nie będące JWCD
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
kV	kilowolt - jednostka napięcia elektrycznego = 10^3 V
MVA	megawoltoamper - jednostka mocy znamionowej transformatorów = 10^6 VA
MW	megawat - jednostka mocy = 10^6 W
GW	gigawat - jednostka mocy = 10^9 W
MW _e	megawat elektryczny - jednostka mocy elektrycznej = 10^6 W
MW _t	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
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)
Rozporządzenie 347/2013	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) NR 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. U. UE L115/39, 25.4.2013)
TYNDP	dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym (<i>Ten Years Network Development Plan</i>)
UCTE	system elektroenergetyczny obejmujący kraje zachodniej i środkowej Europy (<i>Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity</i>)
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki

1. Podstawowe informacje o Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

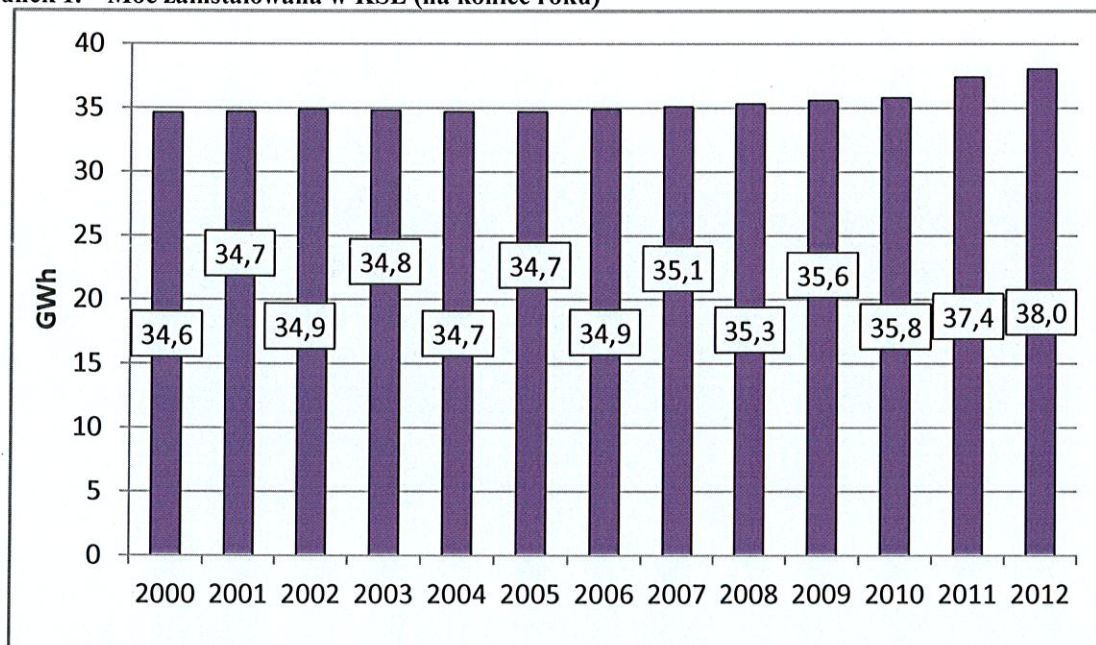
KSE należy do jednych z największych w Europie. Na koniec 2012 r. moc elektryczna systemu wynosiła ok. 38 GW. Około 94% tej mocy jest zainstalowana w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych.

Tabela 1. Moc zainstalowana i osiągalna w KSE w latach 2000-2012

Rok	Moc zainstalowana na koniec roku	Moc osiągalna na koniec roku
	MW	MW
2000	34 595	33 418
2001	34 722	33 628
2002	34 945	33 621
2003	34 804	34 209
2004	34 715	34 114
2005	34 673	34 544
2006	34 864	34 718
2007	35 096	34 877
2008	35 342	34 922
2009	35 594	35 243
2010	35 756	35 509
2011	37 367	37 010
2012	38 046	37 720

Źródło: PSE S.A., ARE S.A.

Rysunek 1. Moc zainstalowana w KSE (na koniec roku)



Źródło: PSE S.A., ARE S.A.

Wyraźny wzrost mocy zainstalowanej w 2011 r. w stosunku do 2010 r. (o ok. 4,5%) wynika głównie z oddania do eksploatacji Elektrowni Bełchatów II o mocy 858 MW.

Dominującą rolę w strukturze mocy odgrywiają elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym i brunatnym (29,8 GW), których udział wynosi łącznie ponad 78% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE. Szybko rośnie udział odnawialnych źródeł energii elektrycznej. W okresie od 2010 r. przyrost mocy w tej grupie (z wyłączeniem elektrowni wodnych)

wyniósł ponad 1650 MW, co spowodowało wzrost udziału w strukturze z 2,7% w 2010 r. do 6,9% w 2012 r.

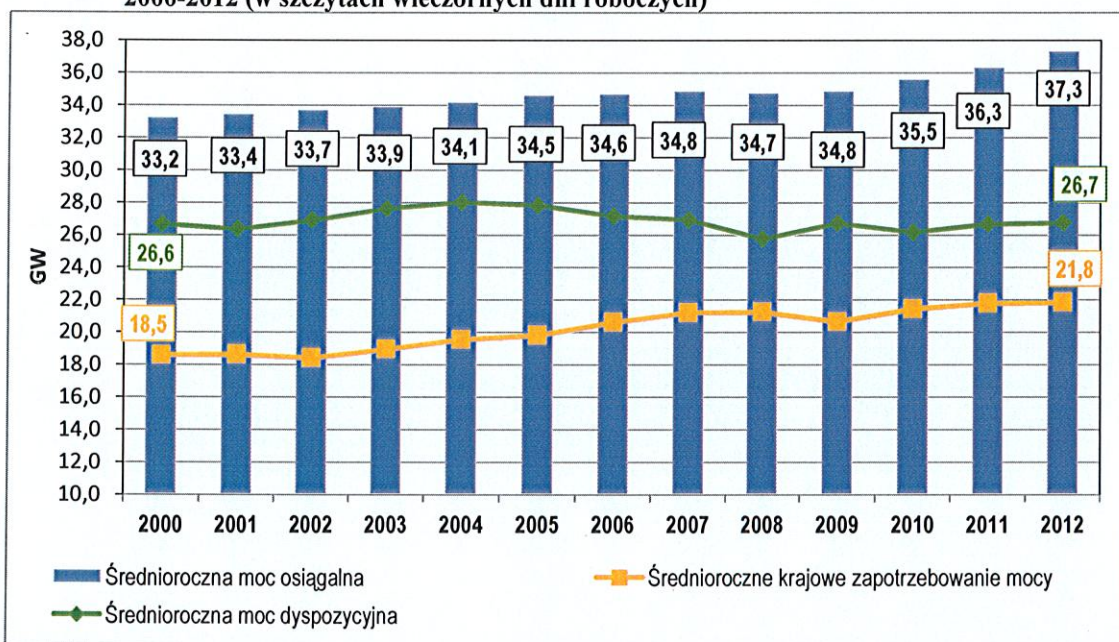
Tabela 2. Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2000-2012

Rok	Produkcja [GWh/a]	Zużycie [GWh/a]
2000	144 417	138 043
2001	144 572	137 843
2002	143 233	136 165
2003	150 751	140 590
2004	153 362	144 069
2005	156 024	144 838
2006	160 848	149 847
2007	159 528	154 170
2008	155 574	154 890
2009	150 913	148 718
2010	156 342	154 988
2011	163 153	157 910
2012	159 853	157 013

Źródło: PSE S.A.

W latach 2000-2012 krajowa produkcja energii elektrycznej wzrosła o ok. 10,7%, natomiast zużycie (zapotrzebowanie) krajowe wzrosło o 13,7%. Różnica w dynamice obu tych wielkości wpłynęła na spadek salda wymiany energii elektrycznej z zagranicą (obniżenie eksportu netto).

Rysunek 2. Średnioroczna moc osiągalna i dyspozycyjna w KSE oraz zapotrzebowanie mocy w latach 2000-2012 (w szczytach wieczornych dni roboczych)



Źródło: PSE S.A.

W latach 2000-2012 średnioroczna moc osiągalna KSE (w szczytach wieczornych z dni roboczych) wzrosła z poziomu ok. 33,2 GW do ok. 37,3 GW, to jest o ok. 12,3%.

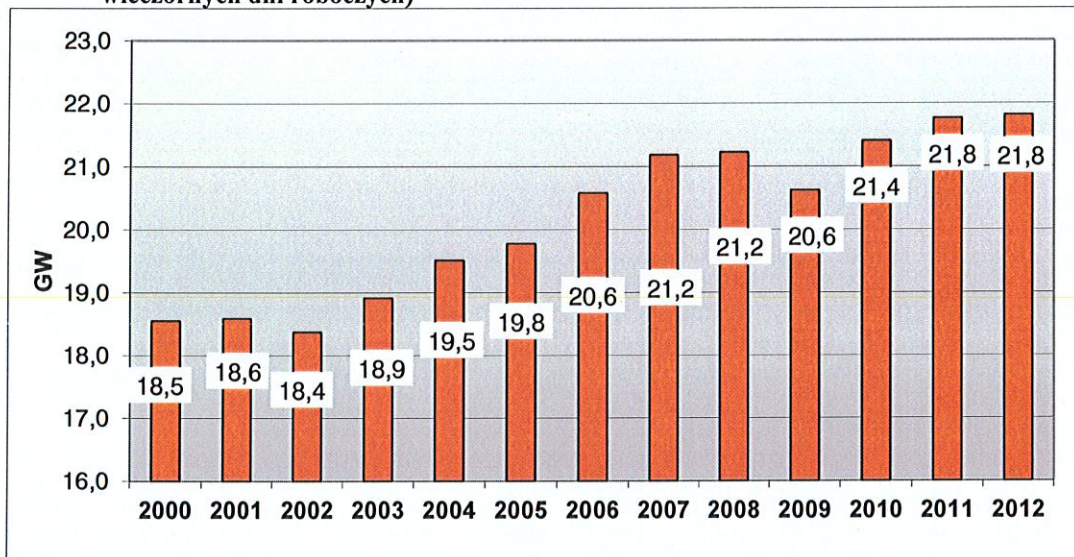
W tym samym okresie nastąpił wzrost średniorocznego zapotrzebowania na moc z poziomu ok. 18,5 GW do ok. 21,8 GW, to jest o ok. 17,8%

Średnioroczna moc dyspozycyjna KSE (w szczytach wieczornych z dni roboczych), po okresowym wzroście w latach 2003-2006, wróciła do poziomu z 2000 r., to jest ok. 26,7 GW.

W ww. okresie mamy więc do czynienia ze wzrostem o blisko 18% zapotrzebowania na moc, przy jednoczesnym braku wzrostu mocy dyspozycyjnej systemu.

Na poniższych wykresach przedstawiono średnie oraz średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w okresie ostatnich kilkunastu lat.

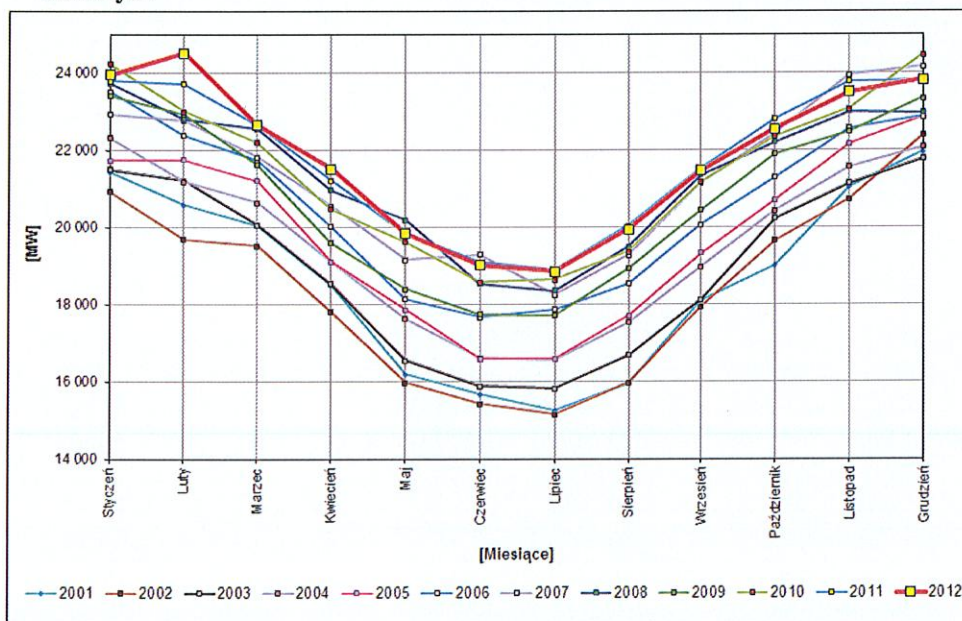
Rysunek 3. Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2000-2012 (w szczytach wieczornych dni roboczych)



Źródło: PSE S.A.

W latach 2000-2012 zaobserwowano szybszy wzrost średniego rocznego krajowego zapotrzebowania na moc w szczytach wieczornych dni roboczych (wzrost o ok. 17,8%) w porównaniu ze wzrostem krajowego zużycia energii elektrycznej (wzrost o 13,7%). Wyraźne obniżenie zapotrzebowania w 2009 r. jest wynikiem pierwszej fali kryzysu i spowolnienia gospodarczego. Najwyższy przyrost średniorocznego zapotrzebowania na moc miał miejsce w latach 2002-2007 (średnie tempo wzrostu wyniosło ok. 2,9% rocznie)

Rysunek 4. Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w szczytach wieczornych dni roboczych



Źródło: PSE S.A.

Uwaga: Wykres nie obejmuje danych za 2000 r.

Od kilkunastu lat obserwuje się w Polsce tendencję do gwałtownego zwiększenia zużycia energii elektrycznej w okresie letnim głównie z powodu coraz powszechniejszego zastosowania urządzeń klimatyzacyjnych.

Średnie miesięczne zapotrzebowanie na moc w miesiącach letnich wzrasta znacznie szybciej niż w miesiącach zimowych - średnie tempo wzrostu w latach 2001-2012 w przypadku lipca i sierpnia to ok. 1,7%.

Tabela 3. Szczytowe krajowe zapotrzebowanie mocy w latach 2000-2012

Wyszczególnienie	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Szczytowe krajowe zapotrzebowanie mocy (zima) [MW]	22289	22868	23207	23288	23108	23477	24640	24611	25120	24593	25449	24780	25845
Maksymalne zapotrzebowanie mocy latem [MW]	bd	bd	16958	17233	18324	19004	19593	20276	20430	19782	20623	21143	21175

Źródło: PSE S.A.

W latach 2002-2012 szczytowe krajowe zapotrzebowanie na moc (występujące zimą) wzrosło z poziomu ok. 23,2 GW do ok. 25,8 GW, to jest o ok. 11,2%

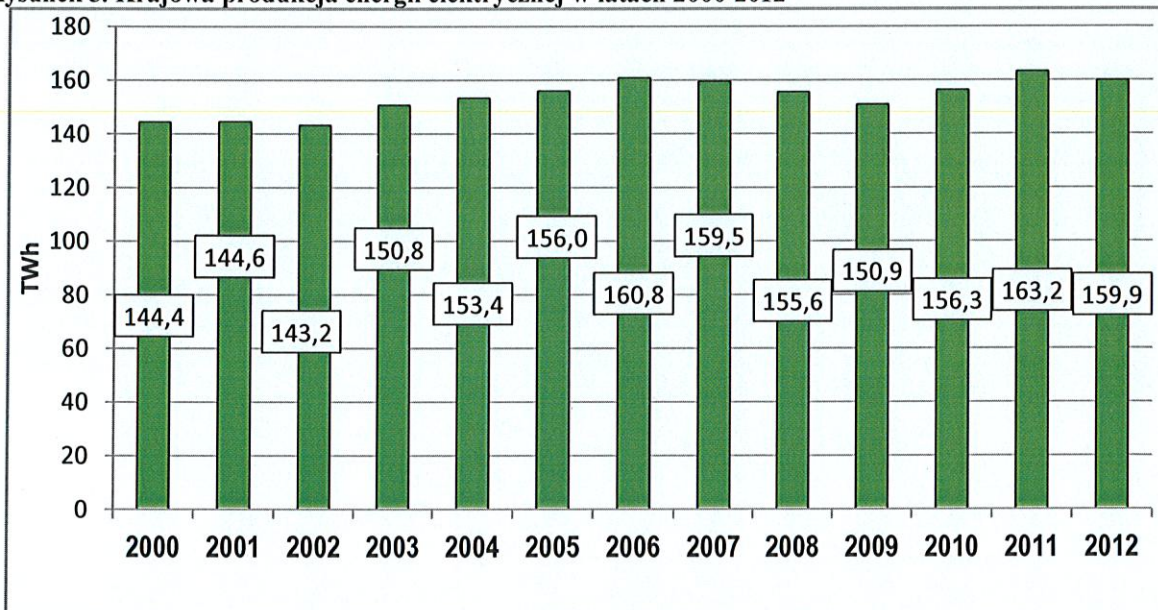
W tym samym okresie maksymalne zapotrzebowanie na moc latem wzrosło z poziomu ok. 17 GW do ok. 21,2 GW, to jest o blisko 25%.

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

2.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej

W 2012 r. wytwarzanie energii elektrycznej w kraju wyniosło 159,9 GWh, co oznacza wzrost o ok. 11% w stosunku do 2000 r. Jednakże w stosunku do 2011 r. (163,2 TWh) nastąpił spadek produkcji wynoszący ok. 2% (wynikający m. in. ze zmniejszenia zapotrzebowania krajowego o ok. 0,6% oraz z ograniczenia eksportu netto energii elektrycznej).

Rysunek 5. Krajowa produkcja energii elektrycznej w latach 2000-2012



Źródło: PSE S.A.

Na podsektor wytwarzania energii elektrycznej składa się działalność elektrowni i elektrociepłowni zawodowych oraz elektrociepłowni przemysłowych.

Energia elektryczna w zależności od rodzaju wykorzystywanego paliwa wytwarzana jest w następujących grupach źródeł:

- elektrownie zawodowe pracujące na węglu kamiennym (zawodowe i przemysłowe),
- elektrownie zawodowe pracujące na węglu brunatnym,
- elektrociepłownie pracujące na węglu kamiennym (zawodowe i przemysłowe),
- elektrociepłownie gazowe (zawodowe i przemysłowe),
- elektrownie zawodowe wodne,
- elektrownie i elektrociepłownie wykorzystujące odnawialne źródła energii.

Warto zwrócić uwagę na utrzymujący się od kilku lat szybki wzrost produkcji energii elektrycznej w oparciu o OZE. Według danych ARE S.A. zawartych w poniższej tabeli dynamika wzrostu wyniosła 120,64% - w relacji 2011/2010 oraz 154,18% - w relacji 2012/2010.

Według danych ARE S.A., dotyczących 2012 r., całkowita produkcja energii elektrycznej wytworzona w OZE w ostatnich latach wyniosła w 2010 r. - 10 889 GWh, w 2011 r. - 13 137 GWh i w 2012 r. - 16 789 GWh. Oznacza to, że wytwarzanie energii elektrycznej z OZE w 2012 r. wzrosło o blisko 54% w stosunku do 2010 r.

Wzrasta również produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego (niskie koszty paliwa). Widoczny jest wzrost wolumenu energii elektrycznej wytworzonej w 2012 r. z węgla brunatnego o blisko 3,2% w stosunku do 2011 r. oraz spadek o ok. 6% w przypadku węgla kamiennego).

Tabela 4. Produkcja energii elektrycznej wg nośników energii w latach 2010-2012

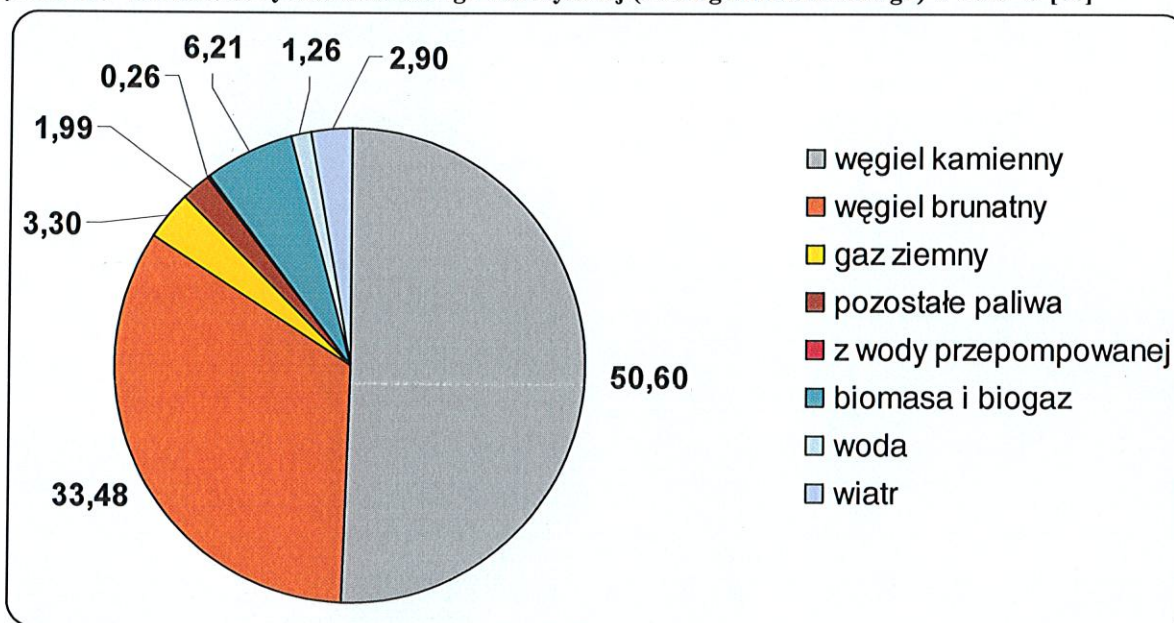
Wyszczególnienie	2010		2011		2012		Dynamika (2010 = 100%) [%]	
	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	2011	2012
Węgiel kamienny	87 941	55,78	87 326	53,39	81 954	50,60	99,30	93,19
Węgiel brunatny	48 651	30,86	52 529	32,12	54 220	33,48	107,97	111,45
Gaz ziemny ¹⁾	4 797	3,04	5 821	3,56	5 340	3,30	121,35	111,32
Pozostałe paliwa ²⁾	4 812	3,05	4 305	2,63	3 226	1,99	89,46	67,04
Z wody przepompowanej	568	0,36	430	0,26	428	0,26	75,70	75,35
OZE	10 889	6,91	13 137	8,03	16 789	10,37	120,64	154,18
w tym:								
biomasa i biogaz	6 305	4,00	7 601	4,65	10 051	6,21	120,56	159,41
woda	2 920	1,85	2 331	1,43	2 037	1,26	79,83	69,76
wiatr	1 664	1,06	3 205	1,96	4 701	2,90	192,61	282,51
RAZEM	157 658	100,00	163 548	100,00	161 957	100,00	103,74	102,73

1) gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany, gaz z odmetanowania kopalń, gaz towarzyszący ropie naftowej

2) oleje opałowe i napędowe, gazy przemysłowe, nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

Źródło: ARE S.A.

Rysunek 6. Struktura wytwarzania energii elektrycznej (według nośników energii) w 2012 r. [%]



Źródło: ARE S.A.

Struktura wytwarzania energii elektrycznej w 2012 r. według rodzaju nośników energii przedstawiała się następująco:

- węgiel kamiennym - ok. 50,60%,
- węgiel brunatnym - ok. 33,48%,
- gaz ziemny - ok. 3,30%,
- z wody przepompowanej - ok. 0,26%
- biomasa i biogaz - ok. 6,21%
- woda - ok. 1,26%
- wiatr - ok. 2,90%
- pozostałe paliwa - ok. 1,99%.

Rzeczywisty udział wytwarzania energii elektrycznej pochodzącej z OZE w całkowitej produkcji krajowej w 2012 r. szacowany jest na ok. 10,4%.

W poniższym zestawieniu przedstawiono głównych krajowych wytwórców energii elektrycznej, to jest elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym oraz brunatnym. Źródła te wytworzyły w 2011 r. 124,7 TWh energii elektrycznej, co stanowiło ok. 78% produkcji krajowej, a ich udział w mocy zainstalowanej w KSE wynosił ok. 66,5% (25,3 GW).

Tabela 5. Główni krajowi wytwórcy energii elektrycznej (elektrownie zawodowe) - dane za 2011 r.

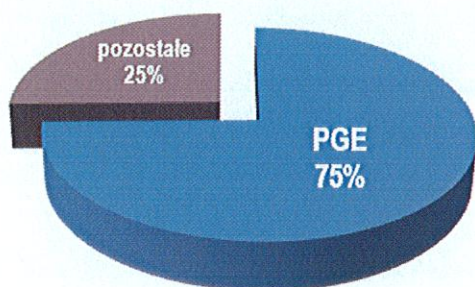
Lp.	Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]	Produkcja energii elektrycznej brutto [GWh]
Elektrownie zawodowe na węglu kamiennym (ELwk)			
1.	TAURON Wytwarzanie S.A.	5 011,0	21 695,6
1.1.	<i>El. Jaworzno III</i>	1 345,0	6 716,0
1.2.	<i>El. Łaziska</i>	1 155,0	5 654,6
1.3.	<i>El. Łagisza</i>	1 060,0	4 076,2
1.4.	<i>El. Siersza</i>	666,0	2 589,8
1.5.	<i>El. Stalowa Wola</i>	330,0	1 169,4
1.6.	<i>El. Jaworzno II</i>	190,0	777,6
1.7.	<i>El. Blachownia</i>	165,0	561,2
1.8.	<i>El. Halemba</i>	100,0	150,8
2.	PGE GiEK S.A.	3 264,0	14 432,1
2.1.	<i>El. Opole</i>	1 492,0	7 792,8
2.2.	<i>El. Dolna Odra</i>	1 772,0	6 639,3
3.	ENEA Wytwarzanie S.A.	2 845,0	11 888,8
4.	Elektrownia Rybnik S.A.	1 775,0	10 107,0
5.	Elektrownia Połaniec Grupa GDF SUEZ	1 600,0	8 444,7
6.	ENERGA Elektrownia Ostrołęka	647,0	3 379,1
6.1.	<i>Elektrownia Ostrołęka B</i>	647,0	3 379,1
7.	Elektrownia Skawina S.A.	490,0	1 127,7
	Razem El. na węglu kamiennym	15 632,0	71 075,0
Elektrownie zawodowe na węglu brunatnym (ELwb)			
8.	PGE GiEK S.A.	7 196,8	42 416,9
8.1.	<i>El. Bełchatów</i>	4 440,0	29 123
8.2.	<i>El. Turów</i>	1 898,8	11 358,7
8.3.	<i>El. Bełchatów - bl. 14</i>	858,0	1 935,2
9.	Zespół Elektrowni PAK S.A.	2 457,0	11 200,4
9.1.	<i>El. Pątnów I</i>	1 200,0	4 858,7
9.2.	<i>El. Adamów</i>	600,0	3 461,4
9.3.	<i>Elektrownia Pątnów II</i>	464,0	2 429
9.4.	<i>El. Konin</i>	193,0	451,3
	Razem El. na węglu brunatnym	9 653,8	53 617,3
	RAZEM ELEKTROWNIE ZAWODOWE	25 285,8	124 692,3

Źródło: ARE S.A., URE

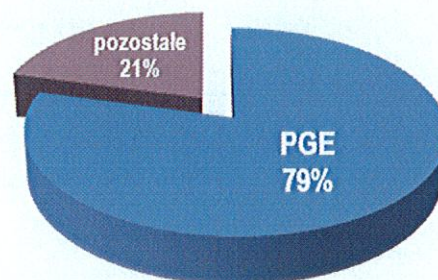
Elektrownie zawodowe na węglu brunatnym

Zainstalowana moc elektryczna krajowych elektrowni zawodowych na węglu brunatnym wynosi ponad 9,6 GW, co stanowi ponad 25% mocy zainstalowanej w Polsce. Większość mocy elektrowni na węglu brunatnym (około 75%) należy do grupy PGE. Grupa PGE w 2011 r. wytworzyła ponad 42,4 TWh energii elektrycznej w elektrowniach na węglu brunatnym, co stanowiło ok. 79% produkcji w tym segmencie wytwórczym.

Rysunek 7. Struktura mocy elektrycznej zainstalowanej (Elwb-2011)



Rysunek 8. Struktura produkcji energii elektrycznej ogółem (Elwb-2011)

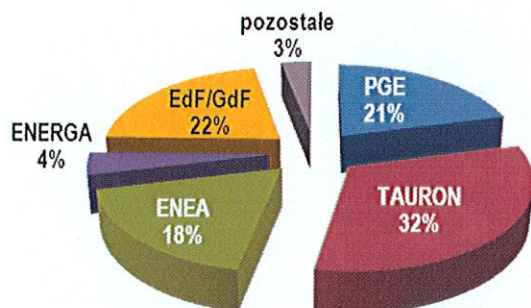


Źródło: ARE S.A

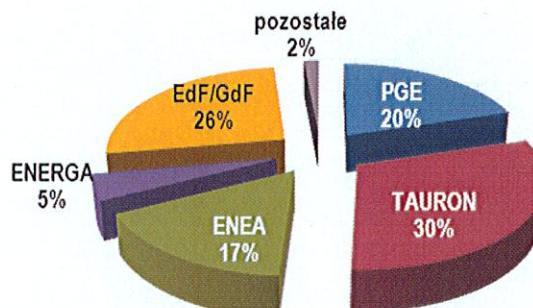
Elektrownie zawodowe na węglu kamiennym

Zainstalowana moc elektryczna krajowych elektrowni zawodowych na węglu kamiennym wynosi ponad 15,6 GW co stanowi ok. 41% mocy zainstalowanej w Polsce. Najwięcej mocy elektrowni na węglu kamiennym (prawie 1/3) należy do grupy TAURON. Grupa TAURON w 2011 r. wytworzyła ok. 21,7 TWh energii elektrycznej w elektrowniach na węglu kamiennym, co stanowiło ok. 30% produkcji w tym segmencie wytwórczym.

Rysunek 9. Struktura mocy elektrycznej zainstalowanej (Elwk-2011)



Rysunek 10. Struktura produkcji energii elektrycznej ogółem (Elwk-2011)

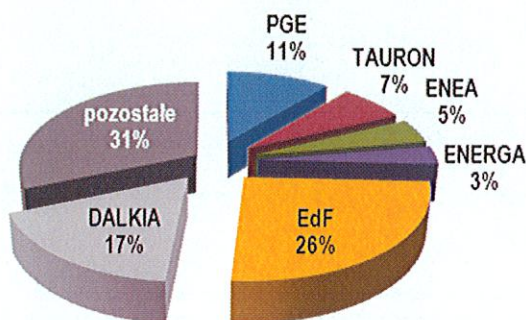


Źródło: ARE S.A.

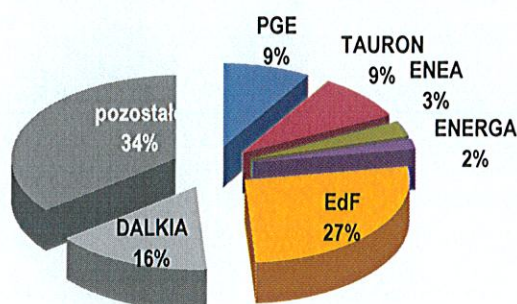
Elektrociepłownie zawodowe na węglu kamiennym

Zainstalowana moc elektryczna krajowych elektrociepłowni zawodowych na węglu kamiennym wynosi ponad 4,5 GW, co stanowi prawie 12% mocy zainstalowanej w Polsce. Do grupy EdF należy ok. 26% mocy elektrycznej elektrociepłowni węglowych, do grupy DALKIA - ok. 17%, łącznie do PGE, TAURON, ENEA i ENERGA - ok. 26% oraz do pozostałych - ok. 31%.

Rysunek 11. Struktura mocy elektrycznej zainstalowanej (ECwk-2011)



Rysunek 12. Struktura produkcji energii elektrycznej ogółem (ECwk-2011)

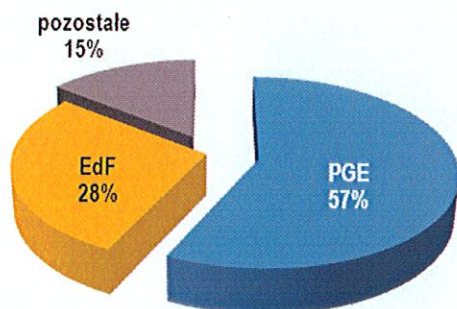


Źródło: ARE S.A.

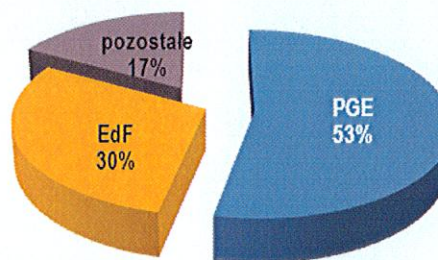
Elektrociepłownie zawodowe gazowe

Zainstalowana moc elektryczna krajowych elektrociepłowni zawodowych gazowych wynosi ok. 0,8 GW, co stanowi ok. 2% mocy zainstalowanej w Polsce (w obiektach zaliczanych do grupy ECg są także źródła opalane węglem kamiennym). Około 57% mocy elektrociepłowni gazowych jest w posiadaniu grupy PGE, a 28% należy do grupy EdF. Grupa PGE w 2011 r. wytworzyła ok. 2,5 TWh energii elektrycznej w elektrociepłowniach segmentu ECg, co stanowiło ok. 53% produkcji w tym segmencie wytwórczym.

Rysunek 13. Struktura mocy elektrycznej zainstalowanej (ECg-2011)



Rysunek 14. Struktura produkcji energii elektrycznej ogółem (ECg-2011)



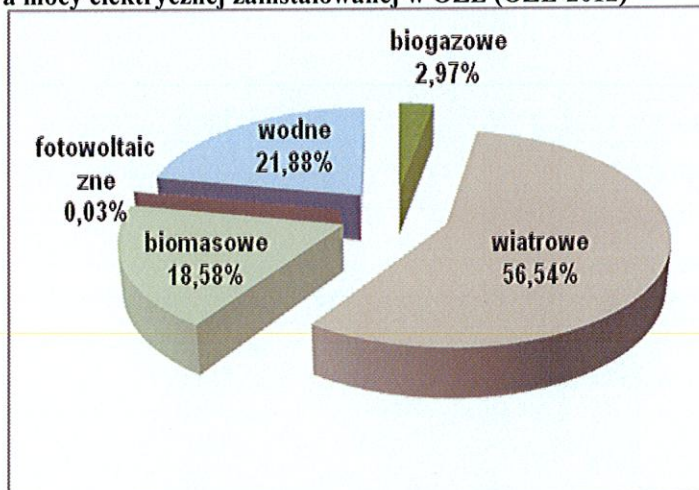
Źródło: ARE S.A.

Odnawialne źródła energii

Odnawialne źródła energii elektrycznej w Polsce obejmują źródła wiatrowe, wodne, biogazowe, biomasowe, fotowoltaiczne oraz źródła węglowe współpalające biomasę. Wytwarzanie energii elektrycznej w OZE stanowiła ok. 10,4% łącznej produkcji energii elektrycznej w kraju w 2012 r.

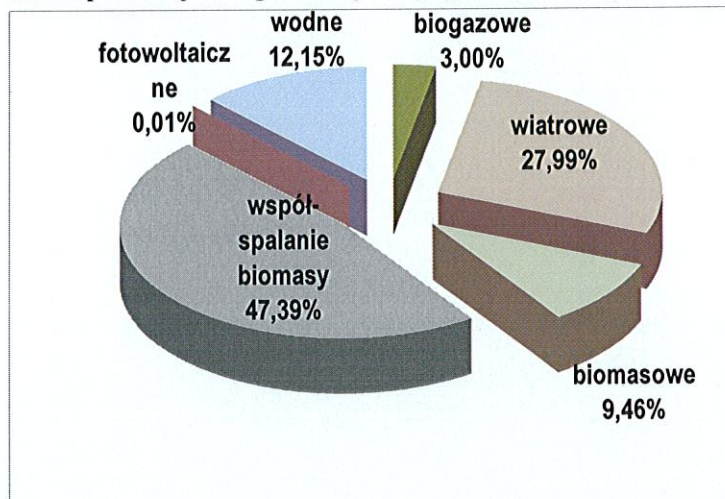
Według danych URE łączna moc zainstalowana OZE w Polsce na koniec 2012 r. wyniosła ponad 4,4 GWe. Ponad połowę mocy OZE (56,5%) stanowią elektrownie wiatrowe. Istotny udział w strukturze mocy OZE mają również elektrownie wodne (prawie 22%) i elektrownie biomasowe (18,6%).

Rysunek 15. Struktura mocy elektrycznej zainstalowanej w OZE (OZE-2012)



Źródło: URE, ARE S.A.

Rysunek 16. Struktura produkcji energii elektrycznej ogółem w OZE (OZE-2012)



Źródło: URE, ARE S.A.

Łączna produkcja energii elektrycznej w OZE (w tym z uwzględnieniem współspalania biomasy/biogazu) w 2012 r. wyniosła prawie 16,8 TWh.

Największy udział w strukturze wytwarzania miała energia elektryczna powstała w wyniku współspalania (ponad 47%), a następnie energia elektryczna z elektrowni wiatrowych (prawie 28%).

2.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą

KSE współpracuje synchronicznie z systemami Niemiec, Czech i Słowacji oraz asynchronicznie z systemami Szwecji, Ukrainy i Białorusi. Połączenia KSE z systemami krajów sąsiednich obejmują jedenaście międzysystemowych linii transgranicznych (na napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV, 750 kV), z czego dwie linie są wyłączone.

W chwili obecnej linie energetyczne Białystok-Roś (Polska-Białoruś) i Rzeszów-Chmielnicka (Polska-Ukraina) nie są wykorzystywane. Linia Rzeszów-Chmielnicka przestała funkcjonować w 1993 r., a połączenie Białystok-Roś w 2004 r.

Moc połączeń transgranicznych w Europie, w tym w Polsce jest niewystarczająca. W dokumencie strategicznym rządu *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, jednym z głównych celów w obszarze wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej jest rozwój połączeń transgranicznych skoordynowany z rozbudową krajowego systemu przesyłowego oraz z rozbudową systemów krajów sąsiednich. Działania te mają umożliwić wymianę międzysystemową energii elektrycznej na poziomie:

- przynajmniej 15% energii elektrycznej zużywanej w kraju do 2015 r.,
- 20% energii elektrycznej zużywanej w kraju do 2020 r.,
- 25% energii elektrycznej zużywanej w kraju do 2030 r.,

Z punktu widzenia pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz mogącego wystąpić w najbliższych latach deficytu mocy wytwórczych, szczególnego znaczenia nabierają ograniczenia dotyczące możliwości importowych. Ograniczenia te wynikają między innymi z lawinowego rozwoju generacji wiatrowej w regionie, co powoduje trudności alokacji mocy przesyłowych przez Operatora w związku z niestabilnością tego rodzaju generacji.

Według PSE S.A. możliwości importu energii elektrycznej mogą wzrosnąć znacząco dopiero w końcu 2015 r. W tym czasie planowane jest zakończenie realizacji pierwszego etapu połączenia Polska-Litwa (500 MW) oraz ponowne uruchomienie linii łączącej Polskę z Ukrainą. Zapewnianie wystarczalności mocy przez zwiększenie zdolności importowych będzie następować wraz z rozbudową niezbędnych jednostek wytwórczych energii elektrycznej.

W tym horyzoncie czasowym planowane jest zwiększenie transgranicznych możliwości przesyłowych w następującym zakresie:

- eksport - do 3100 MW,
- import - do 1820 MW.

W perspektywie następnych pięciu lat (do 2020 r.) PSE planuje zwiększenie możliwości eksportowych do 4600 MW, a importowych do 3820 MW. Planowane jest zakończenie drugiego etapu połączenia Polska-Litwa (osiągnięcie docelowej mocy 1000 MW) oraz wybudowanie trzeciego połączenia z Niemcami. Jako optymalne rozwiązanie dotyczące połączeń międzysystemowych uważane jest osiągnięcie następujących możliwości przesyłowych:

w ramach ENTSO-E cz. kontynentalna (Niemcy, Czechy, Słowacja) (d. UCTE):

- eksport - min 3000 MW
- import - min 3000 MW

we współpracy z IPS/UPS (Litwa oraz państwa WNP):

- eksport - 1000 MW (Litwa) + 600 MW (Białoruś) + 1200 MW (Ukraina)
- import - 1000 MW (Litwa) + 600 MW (Białoruś) + 1400 MW (Ukraina)

we współpracy z ENTSO-E cz. Nordel (Szwecja)

- eksport - 600 MW
- import - 600 MW

W poniższej tabeli przedstawiono krajowy bilans handlowy w wymianie energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami w okresie ostatnich lat.

Tabela 6. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej [GWh]

Wyszczególnienie	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Bilans handlowy - saldo	10 161	9 293	11 186	11 001	5 358	684	2 191	1 354	5 244	2 841
Przepływy rzeczywiste (fizyczne)										
Oddanie (eksport fizyczny)	15 146	14 605	16 188	15 775	13 110	9 704	9 594	7 664	12 023	12 644
Pobór (import fizyczny)	4 985	5 312	5 002	4 774	7 752	9 020	7 403	6 310	6 779	9 803

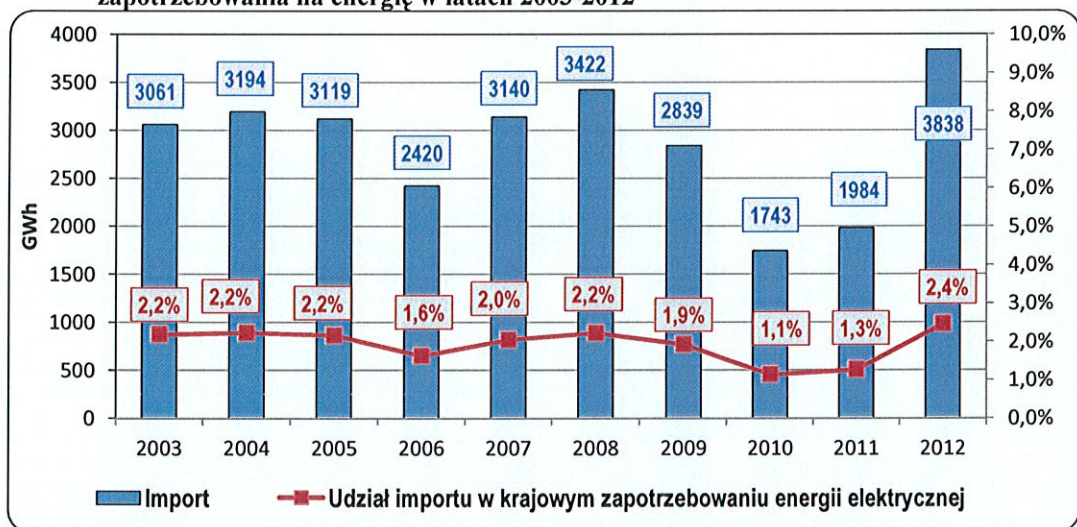
Źródło: PSE S.A.

W okresie 2003-2012 Polska była eksporterem netto energii elektrycznej (bilans handlowy wymiany transgranicznej był dodatni).

W latach 2003-2006 saldo handlowej wymiany z zagranicą utrzymywało się na dość stabilnym poziomie, oscylując w granicach od 9,3 TWh w 2004 r. do 11,0 TWh w 2006 r., przy czym podobnie stabilny poziom utrzymywał się w zakresie energii wpływającej i wypływającej do Polski. W tym czasie ilość energii fizycznie wpływającej do Polski (import fizyczny - pobór) oscylowała wokół 5 TWh rocznie, a ilość energii fizycznie wypływającej z Polski (eksport fizyczny - oddawanie) była na poziomie 14,6-16,2 TWh rocznie.

W latach 2007 i 2008 obserwujemy bardzo szybki spadek salda bilansu handlowego. Powyższa sytuacja była wynikiem pojawiających się okresowo trudności dotyczących zbilansowania KSE, w szczególności w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię. Od 2009 r. obserwujemy wyraźne wahania salda wymiany handlowej energii elektrycznej oraz rocznych przepływów rzeczywistych.

Rysunek 17. Import handlowy energii elektrycznej oraz jego udział w pokryciu krajowego zapotrzebowania na energię w latach 2003-2012



Źródło: URE, PSE S.A.

Tabela 7. Dynamika importu handlowego energii elektrycznej w latach 2011-2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2011	2012	Dynamika (2011=100%)
Import handlowy energii (przepływy handlowe)	GWh	1 984	3 838	193,4
Udział importu w pokryciu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną	%	1,26	2,44	-

Źródło: PSE S.A.

W 2012 r. import handlowy energii elektrycznej wzrósł blisko dwukrotnie w stosunku do 2011 r. (z ok. 1,98 TWh do ok. 3,84 TWh), uzyskując jednocześnie najwyższy poziom w całym analizowanym okresie 2003-2012.

Również udział energii elektrycznej pochodzącej z importu w pokryciu krajowego zapotrzebowania w 2012 r. zwiększył się bardzo wyraźnie (z 1,26% w 2011 r. do 2,44%

w 2012 r.). Pomimo tego import energii elektrycznej w dalszym ciągu odgrywa nieznaczną rolę w pokryciu krajowego zapotrzebowania.

2.3. Możliwości dysponowania krajowymi źródłami wytwórczymi

Operator Systemu Przesyłowego (OSP), wypełniając zapisy ustawy - *Prawo energetyczne*, prowadzi działania, które mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE. OSP prowadząc ruch w sieci przesyłowej dokonuje bilansowania KSE dla zapewnienia wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jej jakości. W procesie bilansowania uwzględniane jest zapotrzebowanie na energię elektryczną i jej wytwarzanie, ograniczenia sieciowe i elektrowniane oraz parametry techniczne jednostek wytwórczych i ich możliwości regulacyjne.

Podstawowym narzędziem dla zapewnienia właściwego poziomu bezpieczeństwa KSE są działania regulacyjne realizowane przez poszczególne jednostki wytwórcze, natomiast wskaźnikiem poprawnego działania KSE jest częstotliwość i napięcie w sieci.

Wyróżniamy dwa typy jednostek wytwórczych:

- Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD) mające bezpośredni wpływ na bilansowanie zasobów systemu elektroenergetycznego,
- jednostki wytwórcze nie będące Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowane (nJWCD) będące pasywnymi uczestnikami rynku.

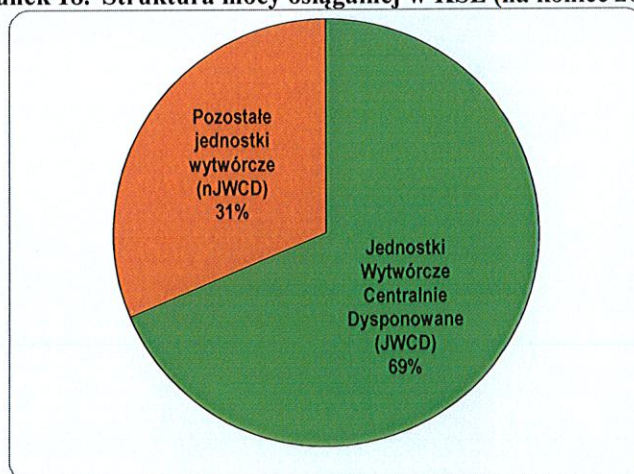
W poniższej tabeli przedstawiono strukturę mocy zainstalowanej w KSE oraz mocy dyspozycyjnej w podziale na źródła JWCD oraz nJWCD.

Tabela 8. Struktura mocy zainstalowanej w KSE [MWe]

Wyszczególnienie	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2012
Moc zainstalowana w KSE, w tym:								
JWCD [MWe]	24 884	24 794	25 211	25 435	25 635	25 429	26 062	25 498
nJWCD [MWe]	9 789	10 070	9 885	9 907	9 959	10 327	11 305	12 549
Moc osiągalna w KSE, w tym:								
JWCD [MWe]	25 346	25 274	25 547	25 370	25 615	25 419	26 057	25 876
nJWCD [MWe]	9 198	9 444	9 330	9 552	9 628	10 090	10 953	11 844

Źródło: PSE S.A.

Rysunek 18. Struktura mocy osiągalnej w KSE (na koniec 2012 r.)



Źródło: PSE S.A.

Według stanu na koniec 2012 r. 68,6% mocy osiągalnej KSE stanowiły JWCD. Według stanu na koniec 2011 r. udział JWCD w strukturze mocy osiągalnej był wyższy i wynosił 70,4%.

Tabela 9. Dynamika zmian średniorocznej mocy osiągalnej i dyspozycyjnej w KSE w latach 2011-2012 (szczyt wieczorny dniach roboczych).

Wyszczególnienie	2011	2012	Dynamika 2012/2011
Średnioroczna moc osiągalna [MW]	36 276	37 264	102,7%
Średnioroczna moc dyspozycyjna [MW]	26 646	26 712	100,2%
Relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej [%]	73,5	71,7	-

Źródło: PSE S.A.

W 2012 r. średnioroczna moc osiągalna systemu (w szczytach wieczornych z dni roboczych) wzrosła o ok. 2,7% w stosunku do 2011 r. (z ok. 36,28 GW do ok. 37,26 GW). Jednakże wzrost ten nie przełożył się na zwiększenie średniorocznej mocy dyspozycyjnej KSE, która w 2012 r. wzrosła zaledwie o 0,2% w stosunku do 2011 r. (z ok. 26,65 GW do ok. 26,71 GW). Obniżyła się także relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej z 73,5% w 2011 r. do 71,1% w 2012 r.

Tabela 10. Dynamika zmian średniorocznej mocy osiągalnej, obciążenia, ubytków mocy i rezerw w elektrowniach zawodowych w latach 2011-2012 (szczyt wieczorny w dniach roboczych)

Wyszczególnienie	2011	2012	Dynamika 2012/2011
	[MW]		[%]
Moc osiągalna	34 184	35 216	103,0
Obciążenie	21 148	21 129	99,9
Rezerwy	4 479	4 572	102,1
Remonty kapitalne i średnie	3 611	3 542	98,1
Remonty awaryjne	975	931	95,5
Pozostałe ubytki minus obciążenia i rozruch inwestycyjny	3 972	5 041	126,9

Źródło: PSE S.A.

Średnioroczna moc osiągalna elektrowni zawodowych (w szczytach wieczornych z dni roboczych) wzrosła w 2012 r. o ok. 3% w stosunku do 2011 r. (z ok. 34,18 GW do ok. 35,22 GW). W 2012 r. zmniejszyły się ubytki mocy wynikające z remontów planowych i awaryjnych, natomiast wyraźnie zwiększyły się pozostałe ubytki mocy. W efekcie rezerwy mocy elektrowni zawodowych wzrosły w 2012 r. o ok. 2% w stosunku do 2011 r. (z ok. 4,48 GW do ok. 4,57 GW).

2.4. Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

Podmioty działające w obszarze zaopatrywania gospodarki krajowej w energię elektryczną to uczestnicy rynku hurtowego i detalicznego. W podziale na poszczególne podsektory sektora energetycznego struktura tych podmiotów jest następująca:

- Podsektor wytwarzania - wytwórcy energii elektrycznej działający przede wszystkim na rynku hurtowym:
 - 14 elektrowni zawodowych opalanych węglem kamiennym zgrupowanych w siedmiu spółkach,
 - 7 elektrowni zawodowych opalanych węglem brunatnym zgrupowanych w dwóch spółkach,
 - 31 elektrociepłowni zawodowych opalanych węglem kamiennym,
 - 5 elektrociepłowni zawodowych opalanych gazem ziemnym,
 - pozostali wytwórcy (elektrociepłownie przemysłowe, odnawialne źródła energii itp.).

Według stanu na koniec 2012 r. - 1332 podmioty posiadały ważne koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej.
- Podsektor obrotu (podmioty te pośredniczą w obrocie, kupują energię na rynku hurtowym lub bezpośrednio od wytwórcy oferując ją swoim odbiorcom). Podmioty te działają na rynku hurtowym i detalicznym.

- spółki obrotu powstałe w konsekwencji rozdziału w połowie 2007 r. działalności handlowej i dystrybucyjnej byłych zakładów energetycznych (łącznie 6 podmiotów): ENEA S.A., ENERGA-Obrót S.A., TAURON Sprzedaż sp. z o.o., PGE Obrót S.A., RWE Polska S.A., TAURON Sprzedaż GZE sp. z o.o.

- pozostałe spółki obrotu, podmioty posiadające ważne koncesje na obrót energią elektryczną.

Według stanu na koniec 2012 r. 354 podmioty posiadały ważne koncesje na obrót energią elektryczną.

- Podsektor przesyłu - Operator Systemu Przesyłowego - Polskie Sieci Elektroenergetyczne (w styczniu 2012 r. spółka zmieniła nazwę z PSE Operator S.A. na Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.).

- Podsektor dystrybucji:

- operatorzy systemów dystrybucyjnych wydzieleni w wyniku rozdziału w połowie 2007 r. działalności handlowej i dystrybucyjnej byłych zakładów energetycznych (łącznie 6 podmiotów): 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., TAURON Dystrybucja S.A.

- pozostali operatorzy systemów dystrybucyjnych, czyli podmioty wyznaczone jako operatorzy systemów dystrybucyjnych (nowelizacja ustawy - *Prawo energetyczne* z 2010 r. nałożyła obowiązek wyznaczenia OSD dla każdej sieci lub instalacji, co bardzo rozszerzyło listę operatorów).

Według stanu na koniec 2012 r. 176 podmiotów posiadało ważne koncesje na przesył lub dystrybucję energii elektrycznej

Stronę popytową rynku detalicznego energii elektrycznej stanowią odbiorcy końcowi (konsumenci), dokonujący zakupu na własny użytek. Według danych URE w 2012 r. liczba odbiorców końcowych wyniosła 16 694 718, co oznacza wzrost o ok. 20,1 tys. w stosunku do 2011 r. (16 674 641).

W poniższej tabeli przedstawiono najistotniejsze dane dotyczące zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną w latach 2011-2012 oraz dynamikę zmian.

Tabela 11. Dynamika zmian mocy i produkcji energii elektrycznej w latach 2011-2012

Wyszczególnienie	Jedn.	2011	2012	Dynamika 2011=100%
Moc zainstalowana na koniec roku	GW	37 367	38 046	101,8
Średnioroczna moc dyspozycyjna *)	GW	26,65	26,71	100,2
Szczytowe krajowe zapotrzebowanie mocy	GW	24,78	25,84	104,3
Krajowa produkcja energii elektrycznej,	TWh	163,15	159,85	98,0
Krajowe zużycie energii elektrycznej	TWh	157,91	157,01	99,4
Salda bilansu handlowego wymiany transgranicznej	TWh	5,24	2,84	54,2

*) ze szczytów wieczornych w dniach roboczych

Źródło: PSE S.A.

Średnioroczna moc dyspozycyjna (w szczytach wieczornych dni roboczych) w latach 2011-2012 utrzymywała się na bardzo zbliżonym poziomie. W 2012 r. nastąpił również znaczący wzrost szczytowego zapotrzebowania mocy wynoszący 4,3% w stosunku do 2011 r.

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

- **Rynek Kontraktowy**, na którym handel odbywa się na podstawie kontraktów dwustronnych (umów sprzedaży energii) zawieranych pomiędzy wytwórcami energii, a firmami handlującymi energią oraz odbiorcami finalnym. Obrót energią w ramach tego segmentu prowadzony jest zarówno pomiędzy uczestnikami rynku hurtowego, jak i pomiędzy uczestnikami rynku detalicznego. Warunki handlowe kontraktów (m. in. ceny

sprzedaży/kupna energii elektrycznej, ilość, terminy dostaw) zależą od wyniku negocjacji między stronami umowy. Rozliczenia prowadzi się osobiście przez strony kontraktu niezależnie od rozliczeń dokonywanych w pozostałych segmentach rynku. Kontrakty bilateralne są zawierane w celu zmniejszenia poziomu ryzyka związanego z dużą fluktuacją cen oraz wielkościami zapotrzebowania.

- Rynek Giełdowy realizowany jest na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE). Giełda skupia podmioty zainteresowane zawieraniem transakcji kupna/sprzedaży energii elektrycznej po cenie równowagi pomiędzy zgłoszonymi ofertami sprzedaży i nabycia energii. Uczestnikami obrotu giełdowego mogą być osoby fizyczne lub prawne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu nią i posiadające ważną koncesję na tę działalność, jak również odbiorcy uprawnieni do korzystania z usług przesyłowych.

Obecnie Towarowa Giełda Energii S.A. obejmuje następujące rynki:

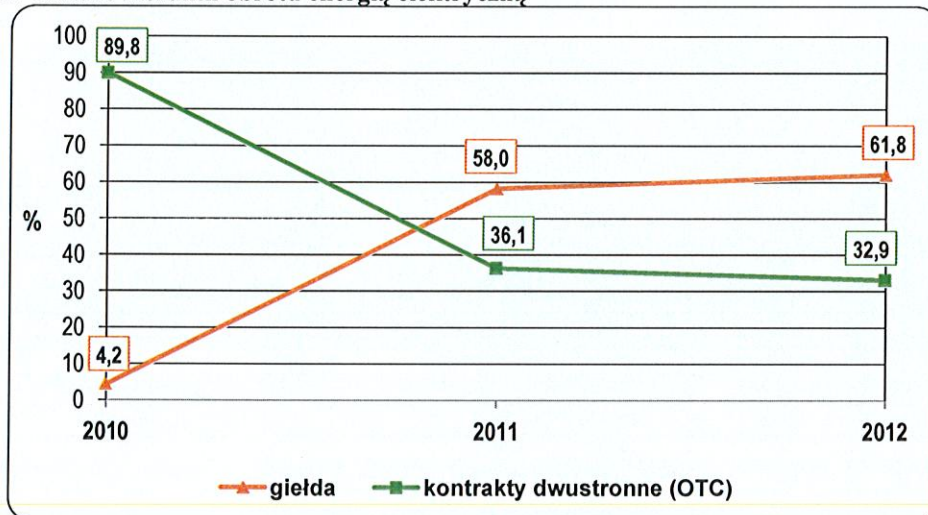
- Rynek Dnia Następnego (RDN) - pierwszy rynek uruchomiony na TGE. RDN prowadzony jest na dzień przed dobą, w której następuje fizyczna dostawa energii. Uczestnicy RDN wysyłają zlecenia kupna lub sprzedaży dla poszczególnych godzin.
- Rynek Dnia Bieżącego (RDB) - obrót energią odbywa się na kontraktach godzinowych i prowadzony jest w dniu poprzedzającym dzień dostawy (po zakończeniu sesji RDN) oraz w dniu dostawy.
- Rynek Terminowy Towarowy (RTT) - obejmuje kontrakty terminowe, w których sprzedający (wystawca kontraktu) zobowiązuje się do dostarczenia energii elektrycznej w określonym terminie w przyszłości i po określonej cenie, a kupujący (nabywca kontraktu) zobowiązuje się do nabycia energii elektrycznej w określonym terminie i po określonej cenie.
- Aukcje energii - dające możliwość zakupu bądź sprzedaży dużych wolumenów energii elektrycznej w dłuższym okresie czasu (kwartał, rok).
- Rynek Bilansujący (RB) jest specyficznym obszarem rynku energii, na którym następuje bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Za bilansowanie systemu odpowiada Operator Systemu Przesyłowego (OSP), który administruje Rynkiem Bilansującym. Uczestnikiem Rynku Bilansującego może być każdy podmiot, który zawrze z OSP umowę przesyłową w zakresie uczestnictwa w RB, na mocy której będzie realizował fizyczne dostawy (lub odbiór) energii.

2.4.1. Rynek hurtowy

Energia wytworzona przez elektrownie i elektrociepłownie zawodowe niemal w całości sprzedawana jest na rynku hurtowym.

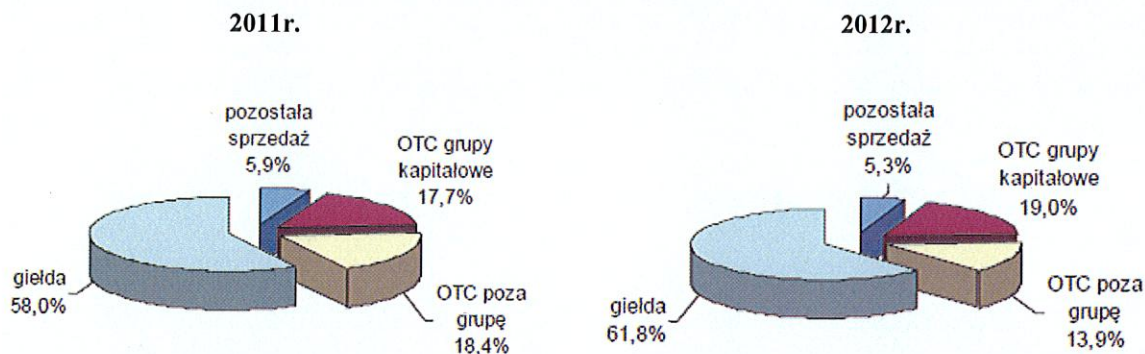
Główną formą handlu hurtowego energią elektryczną są transakcje zawierane w ramach giełdy energii.

Rysunek 19. Główne kierunki obrotu energią elektryczną



Źródło: URE

Rysunek 20. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2011-2012



Źródło: URE

W 2011 r. nastąpiła bardzo wyraźna zmiana kierunków obrotu energią elektryczną na rynku hurtowym. Powyższy stan rzeczy był wynikiem wprowadzenia w sierpniu 2010 r. obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców. Obowiązek ten objął:

- 100 % energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców, którzy korzystali z pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych (wytwórcy podlegający ustawie z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej),
- nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej przez pozostałych wytwórców.

Według danych TGE giełdowy obrót na wszystkich rynkach dedykowanych energii elektrycznej, wyniósł w 2012 r. 131997 GWh, co stanowi ok., 82,6% wytworzonej energii i ok. 84,1% krajowego zapotrzebowania. W porównaniu do 2011 r. nastąpił wzrost wolumenu obrotów o 4,2%. Skalę zmian obrazuje poniższy wykres wolumenu obrotów energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii w latach 2000-2012.

Rysunek 21. Wolumen obrotów miesięcznych – Rynek Dnia Następnego TGE w latach 2000-2012 [MWh]



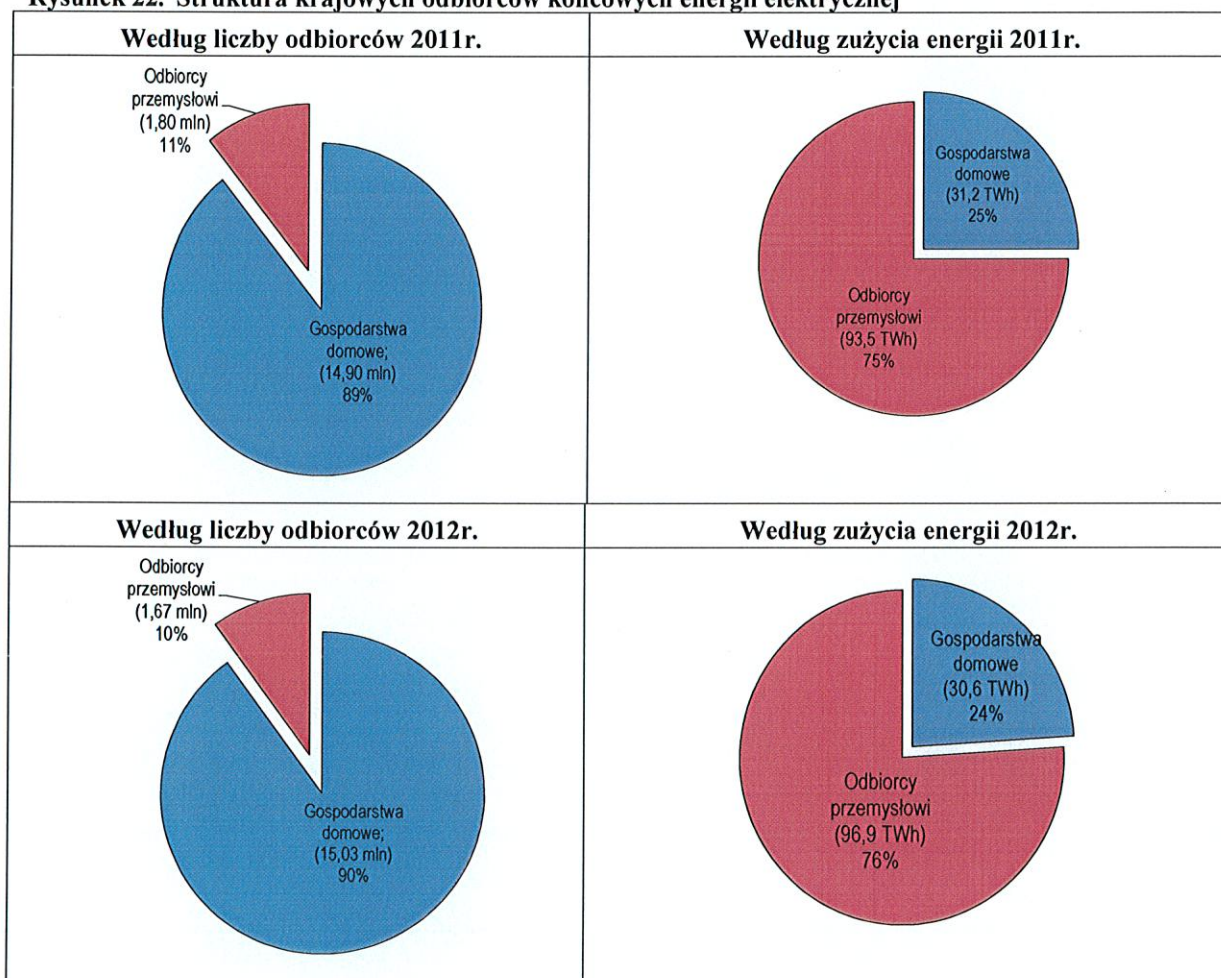
Źródło: Towarowa Giełda Energii S.A.

2.4.2. Rynek detaliczny

Drugim poziomem rynku energii jest rynek detaliczny, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu na własny użytek i stanowiący stroną popytową rynku detalicznego.

Można wyróżnić dwa typy odbiorców końcowych. Pierwszą grupę stanowią odbiorcy indywidualni (gospodarstwa domowe - grupa taryfowa G). Druga grupa to odbiorcy nie będący gospodarstwami domowymi, kupujący energię elektryczną na potrzeby prowadzonej przez siebie działalności gospodarczej (odbiorcy przemysłowi).

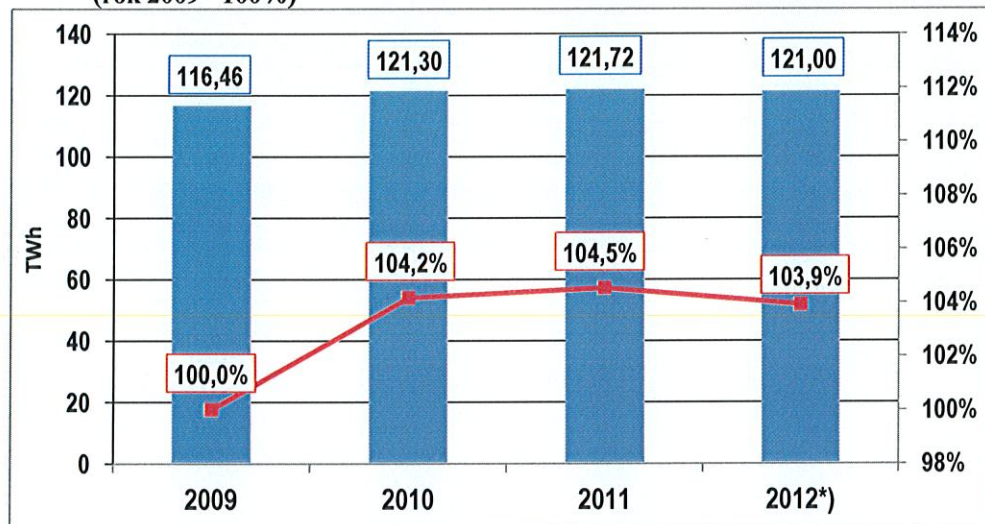
Rysunek 22. Struktura krajowych odbiorców końcowych energii elektrycznej



Źródło: URE S.A.

Na krajowym rynku w latach 2011-2012 funkcjonowało ok. 16,7 mln klientów końcowych, z czego ok. 89-90% to odbiorcy indywidualni. Wolumen energii dostarczonej dla gospodarstw domowych wynosił ok. 24-25% całkowitej ilości energii elektrycznej dostarczonej odbiorcom końcowym. Pozostałą część stanowią odbiorcy przemysłowi.

Rysunek 23. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w latach 2009-2012 (rok 2009 = 100%)



Źródło: URE

*) dane szacunkowe

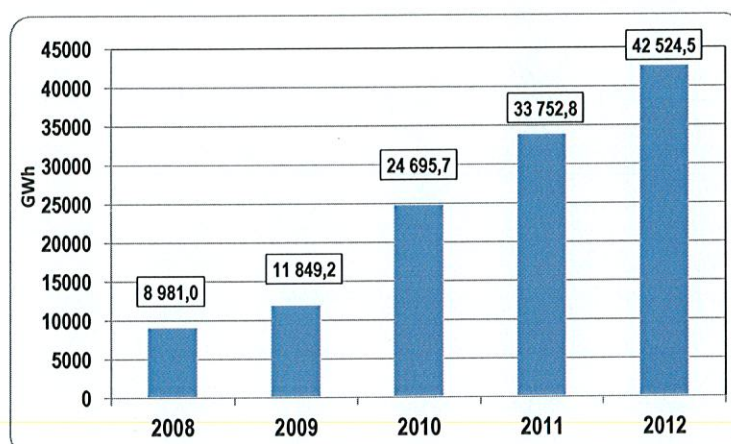
Według powyższych danych sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych w 2011 r. wyniosła 121,72 TWh, co oznacza wzrost o 0,3% w stosunku do 2010 r. Szacuje się, że w 2012 r. sprzedaż zmniejszyła się do poziomu ok. 121 TWh (to jest o ok. 0,6% w stosunku do 2011 r.).

Tabela 12. Korzystanie z zasady TPA w latach 2010-2012

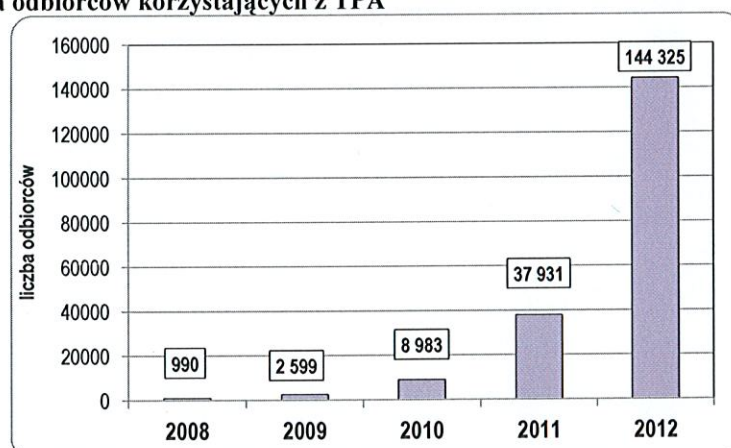
Wyszczególnienie	Jedn.	2010	2011	2012	Dynamika 2012/2011
Liczba odbiorców ogółem	szt.	16 505 572	16 674 641	16 694 718	100,1%
Liczba odbiorców w TPA, w tym:	szt.	8 983	37 931	144 325	380,5%
-grupa taryfowa A,B,C	szt.	7 611	22 448	64 025	285,2%
-grupa taryfowa G	szt.	1 372	15 483	80 300	518,6%
Energia dostarczona w TPA, w tym:	MWh	24 695 699	33 752 822	42 524 471	126,0%
-grupa taryfowa A,B,C	MWh	24 688 911	33 716 265	42 366 441	125,7%
-grupa taryfowa G	MWh	6 788	36 557	158 030	432,3%

Źródło: URE

Rysunek 24. Ilość energii dostarczonej w ramach TPA w latach 2008-2012



Rysunek 25. Liczba odbiorców korzystających z TPA



Źródło: URE

W 2012 r. miał miejsce bardzo wyraźny (prawie czterokrotny) wzrost liczby odbiorców korzystających z zasady TPA w porównaniu z 2011 r. W grupie gospodarstw domowych wzrost ten wyniósł 419%, a wśród odbiorców przemysłowych 185%.

Ilość energii elektrycznej dostarczanej w ramach TPA wzrosła z 33,8 TWh w 2011 r. do 42,5 TWh w 2012 r. (to jest o ok. 12,6%).

Na rynku w dalszym ciągu utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców. Jedynie 0,9% odbiorców końcowych korzysta z prawa wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.

3. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego

3.1. Podsektor wytwarzania

Wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce odbywa się głównie w dużych elektrowniach i elektrociepłowniach ciepłych zawodowych oraz w elektrociepłowniach przemysłowych. W 2012 r. obejmowały one łącznie 93,2 % mocy zainstalowanej w KSE. Udział mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach przemysłowych w 2012 r. wyniósł 6,5 % mocy zainstalowanej w KSE. Rosnącego znaczenia nabierają odnawialne źródła energii.

Dane zamieszczone w tabeli 13 w zakresie OZE nie wyszczególniają mocy elektrycznej zainstalowanej w źródłach współspalania biomasy, elektrowniach wodnych przepływowych oraz w źródłach odnawialnych pracujących w grupie elektrowni przemysłowych.

Według danych URE w 2012 r. całkowita moc elektryczna zainstalowana w OZE wyniosła ok. 4 416 MW, co stanowi ok. 11,6 % mocy zainstalowanej w KSE.

Moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2012 r. wynosiła 38 046 MW, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach ciepłych zawodowych - 30 721 MW.

Tabela 13. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec roku

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana			Moc osiągalna		
	2011	2012	Dynamika	2011	2012	Dynamika
	MW		%	MW		%
Elektrownie zawodowe w tym:	32 937	32 942	100,01	33 032	33 061	100,09
ciepne, w tym:	30 716	30 721	100,01	30 722	30 750	100,09
węgiel kamienny	20 152	20 152	100,00	20 130	20 129	100,00
węgiel brunatny	9 630	9 635	100,05	9 675	9 704	100,30
gaz	934	934	100,00	917	917	100,00
Elektrownie zawodowe wodne	2 221	2 221	100,00	2 310	2 311	100,04
Elektrociepłownie przemysłowe	2 486	2 486	100,00	2 046	2 053	100,34
Źródła wiatrowe i inne odnawialne	1 943	2 617	134,69	1932	2 606	134,89
Ogółem	37 367	38 046	101,82	37 010	37 720	101,92

Źródło: PSE S.A.

W 2012 r. nastąpiło zwiększenie mocy zainstalowanej w KSE o 679 MW, to jest o 1,8% w stosunku do 2011 r.

Moc osiągalna KSE na dzień 31 grudnia 2012 r. wyniosła 37 720 MW, co oznacza wzrost o 710 MW (1,9%) w stosunku do roku poprzedniego.

Zdecydowanie najwyższą dynamiką wzrostu mocy charakteryzowały się źródła energii odnawialnej, które zanotowały wzrost o ok. 35% zarówno w odniesieniu do mocy zainstalowanej, jak i mocy dyspozycyjnej.

W 2012 r. moc osiągalna JWCD zmniejszyła się o 181 MW, w stosunku do 2011 r., co wynika:

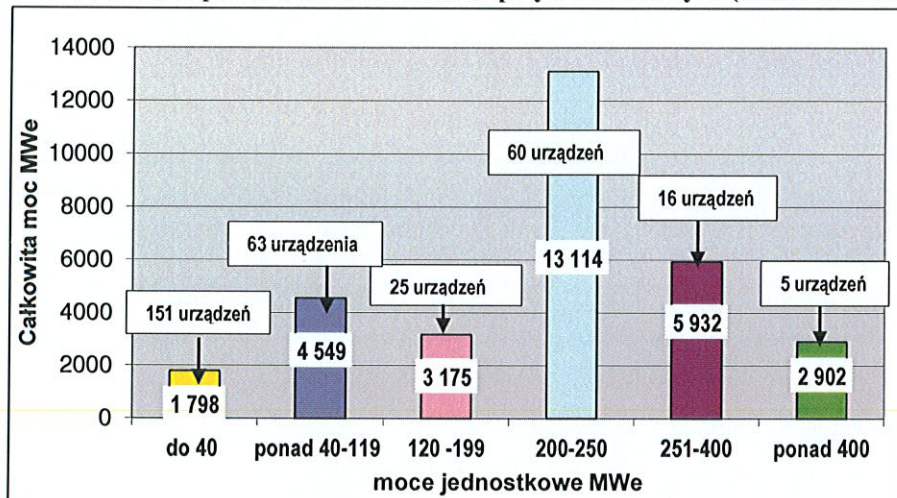
- z wycofania z eksploatacji jednostki wytwórczej o mocy 205 MW w elektrowni Dolna Odra.
- ze zwiększenia o 24 MW mocy osiągalnej jednej jednostki wytwórczej w elektrowni Bełchatów.

Moc osiągalna nJWCD w 2012 r. zwiększyła się o 891 MW w porównaniu z 2011 r., co wynika głównie z przekazania do eksploatacji nowych farm wiatrowych.

W 2011 r. w elektrowniach ciepłych zawodowych pracowały urządzenia wytwórcze o mocy jednostkowej od ok. 5 MWe do ok. 860 MWe i łącznej mocy nominalnej ponad 31,5 GWe.

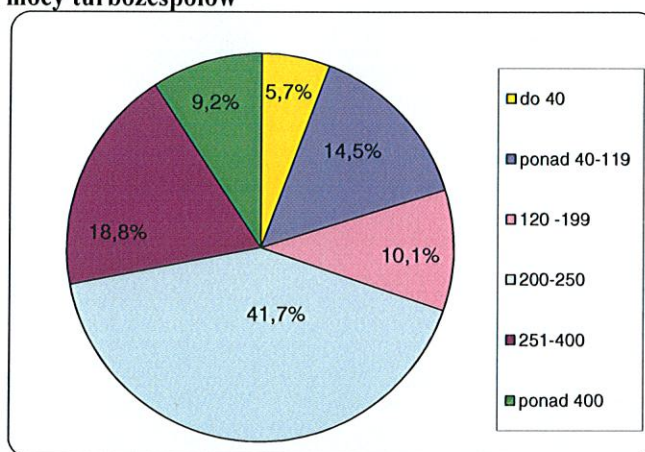
Źródła wytwórcze o mocy od 200-250 MWe stanowią największą grupę (60 urządzeń), ich udział w strukturze mocy turbozespołów wynosi ok. 42%.

Rysunek 26. Moc turbozespołów w elektrowniach ciepłych zawodowych (stan na koniec 2011r.)



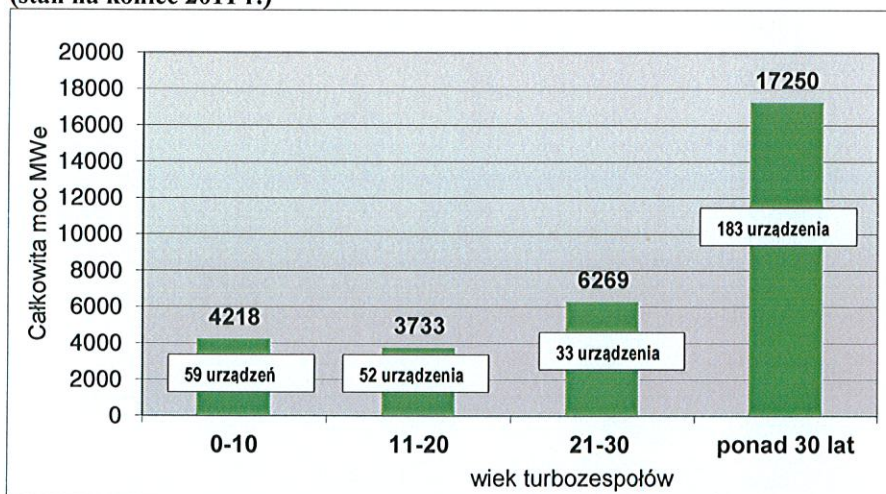
Źródło: ARE S.A.

Rysunek 27. Struktura mocy turbozespołów



Źródło: ARE S.A.

Rysunek 28. Struktura wieku turbozespołów w elektrowniach ciepłych zawodowych (stan na koniec 2011 r.)

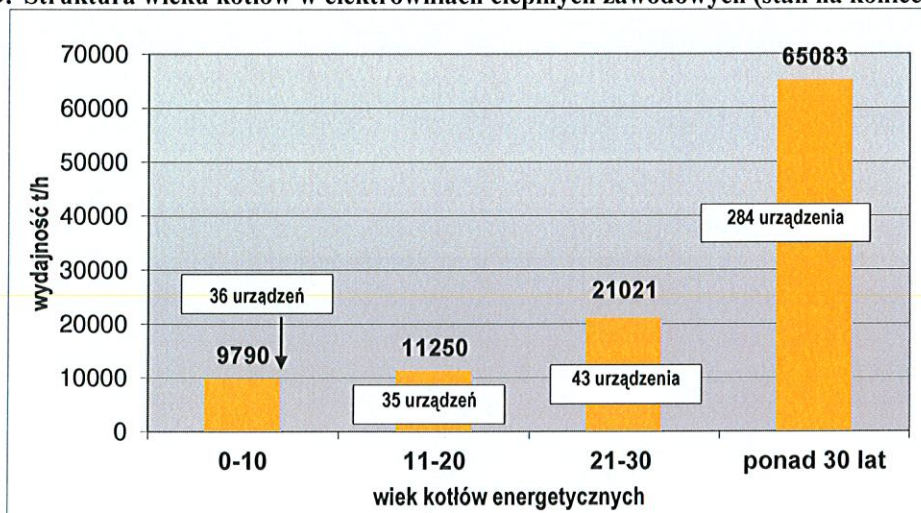


Źródło: ARE S.A.

Majątek wytwórczy elektrowni i elektrociepłowni zawodowych charakteryzuje się wysokim stopniem umorzenia, tj. 53,8% w przypadku kotłów i maszyn energetycznych.

Blisko 55% mocy zainstalowane jest w turbozespołach pracujących od ponad 30 lat (183 urządzeń), natomiast ok. 25% w turbozespołach eksploatowanych poniżej 20 lat (111 turbozespołów).

Rysunek 29. Struktura wieku kotłów w elektrowniach ciepłych zawodowych (stan na koniec 2011 r.)



Źródło: ARE S.A.

Około 61% sumarycznej wydajności kotłów energetycznych zainstalowane jest w urządzeniach pracujących powyżej 30 lat (284 kotły), ok. 19,6% w jednostkach pracujących poniżej 20 lat (71 kotłów).

Na koniec 2011 r. średni stopień dekapitalizacji (umorzenia) środków trwałych w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych wyniósł ok. 50,5%, a w kategorii maszyn i urządzeń prawie 54%. Najwyższym stopniem dekapitalizacji charakteryzuje się majątek elektrociepłowni na węglu kamiennym, gdzie dekapitalizacja maszyn i urządzeń sięga prawie 68%. Niewiele lepsza sytuacja występuje również w segmencie Elwk. Natomiast najniższym stopniem dekapitalizacji (ok. 33%) charakteryzuje się segment elektrowni na węglu brunatnym.

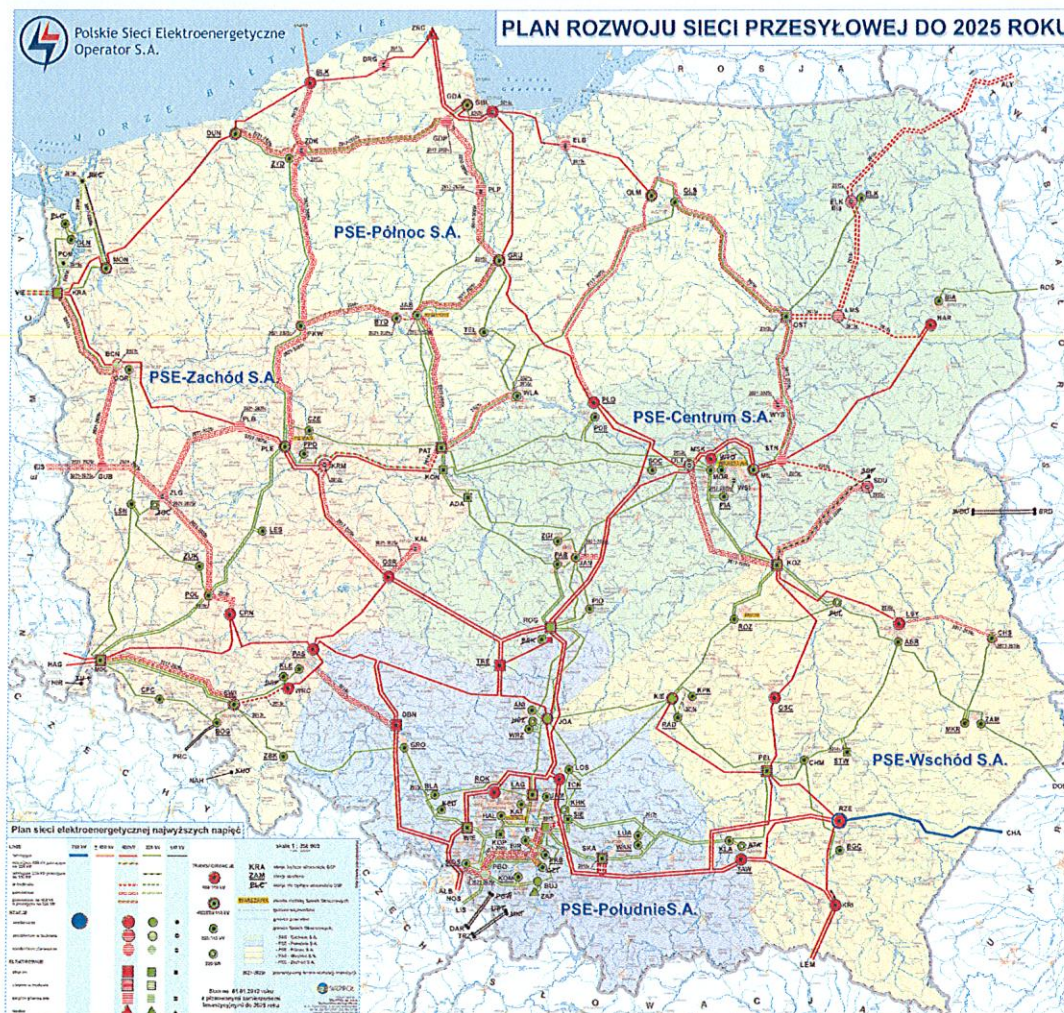
Ze względu na proces starzenia się jednostek wytwórczych oraz konieczność spełnienia unijnych wymagań dotyczących ograniczenia emisji zanieczyszczeń, wyeksploatowane bloki energetyczne będą wycofywane z eksploatacji lub poddawane modernizacjom.

3.2. Podsektor przesyłu

Zgodnie z przepisami ustawy - *Prawo energetyczne*, wynikającymi z dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. *dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE*, od dnia 1 lipca 2004 r. przesyłem energii elektrycznej na terenie kraju zajmuje się spółka PSE Operator S.A. (wyznaczona przez Prezesa URE), która pełni tym samym obowiązki Operatora Systemu Przesyłowego. Na mocy postanowienia Sądu Rejonowego dla m. St. Warszawy z dnia 9 stycznia 2013 r., w Krajowym Rejestrze Sądowym została zarejestrowana nowa nazwa polskiego Operatora Systemu Przesyłowego energii elektrycznej. Od dnia 10 stycznia 2013 r. nowa nazwa spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. brzmi - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (lub w skrócie PSE S.A.). Powołanie niezależnego OSP stanowiło wypełnienie przepisów ww. dyrektywy w kwestii oddzielenia działalności przesyłowej od obrotu energią elektryczną.

Podstawowym przedmiotem działalności PSE S.A. jest świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej siecią przesyłową najwyższych napięć, to jest 220 kV i 400 kV, zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi oraz warunkami określonymi w zawartych umowach i obowiązującej taryfie, zatwierdzonej przez Prezesa URE.

Rysunek 30. Plan rozwoju sieci przesyłowej do 2025 r.



Źródło: PSE S.A

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

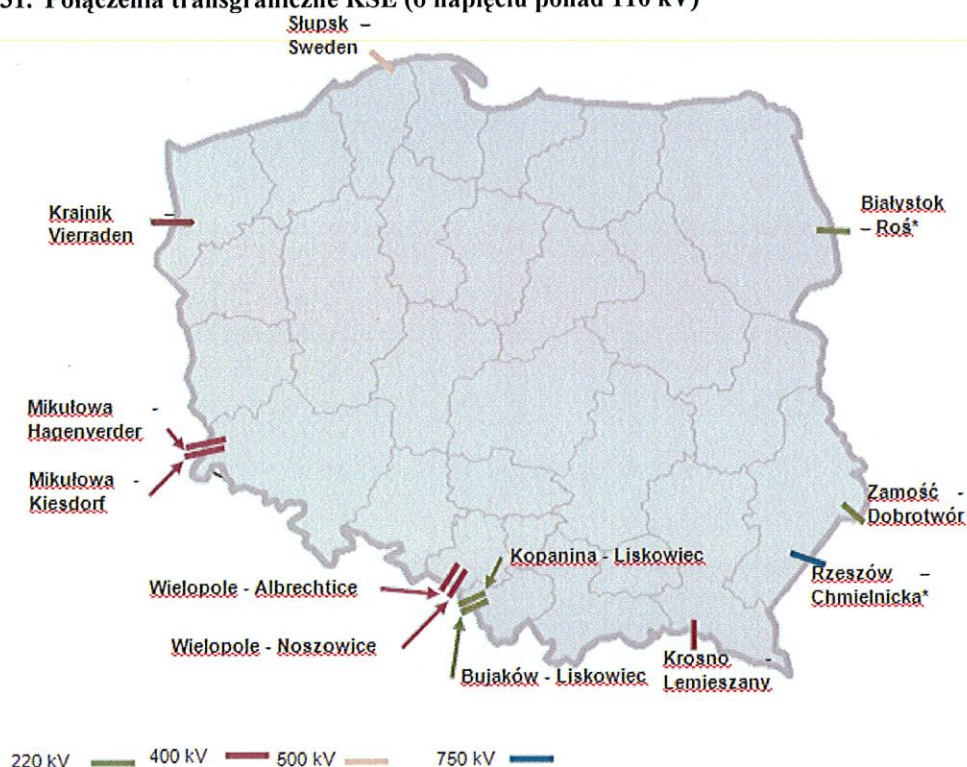
- 245 linii o łącznej długości ok. 13,4 tys. km, w tym:
 - 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km,
 - 77 linie o napięciu 400 kV o łącznej długości ok. 5,4 tys. km,
 - 167 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7,9 tys. km,
- 101 stacji najwyższych napięć (NN),
- podmorskie stałoprądowe połączenie 450 kV Polska-Szwecja o długości 254 km.

Transgraniczną wymianę energii elektrycznej umożliwiają połączenia najwyższych i wysokich napięć z systemami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów:

- Szwecja: kabel prądu stałego 450 kV, łączący system polski ze szwedzkim w relacji Słupsk-Stärnö.
- Czechy:
 - linia 400 kV relacji Dobrzeń-Albrechtice
 - linia 400 kV relacji Wielopole-Nošovice;

- dwutorowa linia 220 kV relacji Kopanina/Bujaków-Lískovec;
- Słowacja
 - dwutorowa linia 400 kV relacji Krosno-Lemešany.
- Białoruś:
 - linia 220 kV relacji Białystok-Roś (linia trwale wyłączona od 2006 r. - stan techniczny linii i rozdzielni 220 kV wymaga pełnej modernizacji.);
- Ukraina
 - linia 220 kV relacji Zamość-Dobrotwór;
 - linia 750 kV relacji Rzeszów-Chmielnicka (linia trwale wyłączona od 1993 r.)
- Niemcy :
 - dwutorowa linia 400 kV relacji Mikułowa-Hagenverder
 - dwutorowa linia 220 kV relacji Krajnik-Vierraden

Rysunek 31. Połączenia transgraniczne KSE (o napięciu ponad 110 kV)



W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę głównych pozycji infrastruktury technicznej krajowego podsektora przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej według stanu na koniec 2011 r.

Tabela 14. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (stan na 01.01.2012 r.)

Wyszczególnienie	Jedn.	2011
Długość linii elektroenergetycznych		
-wysokie napięcie (NN+WN)	km	46 084
750 kV	km	114
400 kV	km	5 352
220 kV	km	8 005
w tym OSD	km	85
110 kV	km	32 613
w tym OSD	km	32 486
-średnie napięcie (SN)	km	234 732
40-60 kV	km	24
30 kV	km	3 258
15-20 kV	km	230 096
poniżej 15 kV	km	1 354
-niskie napięcie (nN)	km	291 671
Razem wszystkie napięcia	km	572 487
Długość linii kablowych		
-wysokie napięcie (NN+WN)	km	185
-średnie napięcie (SN)	km	70 760
30-60 kV	km	197
15-20 kV	km	62 651
-niskie napięcie (nN)	km	144 307
Razem wszystkie napięcia	km	215 252
Liczba stacji o górnym napięciu		
-400 i 750 kV	szt	35
-220 kV	szt	67
-110 kV	szt	1 426
-średnie napięcie (SN)	szt	249 040
Razem wszystkie napięcia	szt	250 568
Liczba transformatorów sieciowych o przekładni:		
-NN (NN+WN)	szt	187
-WN/SN	szt	2 575
-SN/SN	szt	1 213
-SN/nN	szt	250 229
Razem	szt	254 204
Moc transformatorów sieciowych o przekładni:		
-NN (NN+WN)	MVA	42 577
w tym OSD	MVA	730
-WN/SN	MVA	50 711
-SN/SN	MVA	5 258
-SN/nN	MVA	44 958
Razem	MVA	143 504
Liczba przyłączy		
-napowietrznych	tys. szt.	5 656
-kablowych	tys. szt.	1 084
Razem	tys. szt.	6 740
Długość przyłączy		
-napowietrznych	km	121 163
-kablowych	km	34 931
Razem	km	156 094

Źródło: ARE S.A.

W latach 2011-2012 nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w KSE.

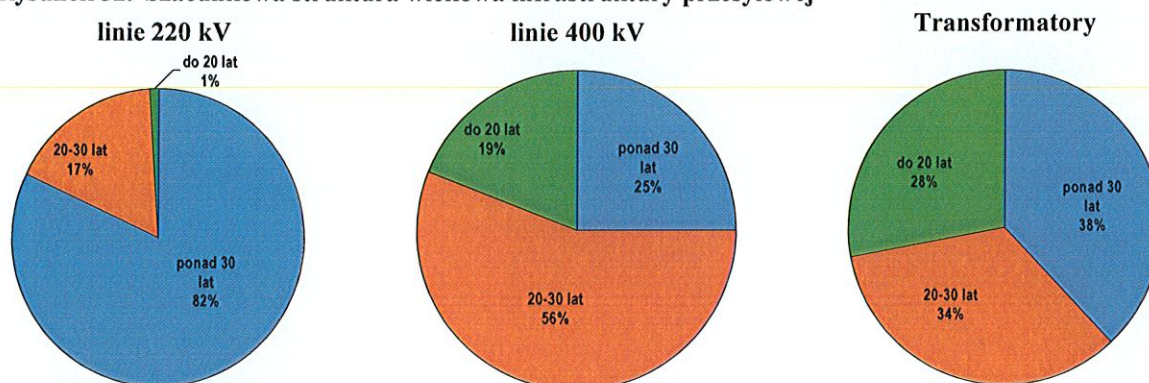
Natomiast ograniczenia dostaw energii elektrycznej w wyniku awarii systemowych i sieciowych, w tym złych warunków atmosferycznych wyniosły:

- w 2011 r. - ok. 16,63 GWh i była ona o 9,7 GWh niższa niż w 2010 r.,
- w 2012 r. - ok. 10,01 GWh i była o 6,6 GWh niższa niż w 2011 r.

W KSE funkcjonuje wiele obiektów pracujących pod napięciem 220 kV w znacznym stopniu zużytych z uwagi na to, że zostały wybudowane w latach 1952-1972. Sieć 220 kV jest znacznie bardziej obciążona aniżeli sieć 400 kV, ponieważ znaczna część elektrowni zawodowych wyprowadza moc na napięciu 220 kV.

Większość linii przesyłowych o napięciu 400 kV zostało zbudowanych w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX wieku, a więc pracujących od ponad 30 lat.

Rysunek 32. Szacunkowa struktura wiekowa infrastruktury przesyłowej



Źródło: PSE S.A.

PSE S.A. w uzgodnieniu z Prezesem URE realizuje plan rozwoju KSE oraz połączeń międzysystemowych przewidziany na lata 2006-2025.

Plan ten na lata 2012-2016 przewiduje nakłady inwestycyjne w łącznej kwocie ok. 8,5 mld zł (w cenach z 2011 r.). W 2012 r. wydatkowano ok. 820 mln zł, a zaplanowane na lata 2013-2016 wydatki oscylują na poziomie ok. 1-2,4 mld zł rocznie.

Realizacja planu rozwoju ma doprowadzić do zapewnienia pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. W wyniku prac inwestycyjnych zmianie ulegnie również struktura długości linii pod względem napięć (zwiększenie długości linii 400 kV, natomiast zmniejszenie długości linii 220 kV).

W 2011 r. całkowite straty przesyłu energii elektrycznej wyniosły 10 774 GWh, co stanowiło ok. 7,3% energii wprowadzonej do systemu.

Straty OSP wyniosły 1 688 GWh, to jest ok. 15,7% ogólnej liczby strat w systemie.

Zgodnie z ustawą - *Prawo energetyczne* przesyłanie lub dystrybucja energii elektrycznej stanowi działalność koncesjonowaną. PSE S.A. posiada koncesję na przesyłanie energii elektrycznej, na okres od 1 lipca 2004 r. do 1 lipca 2014 r. (decyzja Prezesa URE z dnia 15 kwietnia 2004 r.).

Operator Systemu Przesyłowego jest naturalnym monopolistą, dlatego jego działalność jest regulowana przez URE. Obowiązujące stawki opłat za świadczone usługi są zatwierdzone przez Prezesa URE i zawarte w taryfie.

3.3. Podsektor dystrybucji

Operatorzy systemów dystrybucyjnych to przedsiębiorstwa energetyczne, których podstawowa działalność polega na dystrybucji energii elektrycznej przy wykorzystaniu

własnych sieci rozdzielczych. Spółki te posiadają koncesję na przesył i dystrybucję energii na określonym obszarze kraju i wykorzystują do tego celu sieć rozdzielczą (o napięciu do 110 kV).

Nowelizacja ustawy - *Prawo energetyczne* z 2010 r. rozszerzyła kompetencje Prezesa URE w zakresie wyznaczania OSD oraz bardzo znacznie zwiększyła liczę tych operatorów.

Nowelizacja ta nałożyła obowiązek wyznaczenia OSD dla każdej sieci lub instalacji.

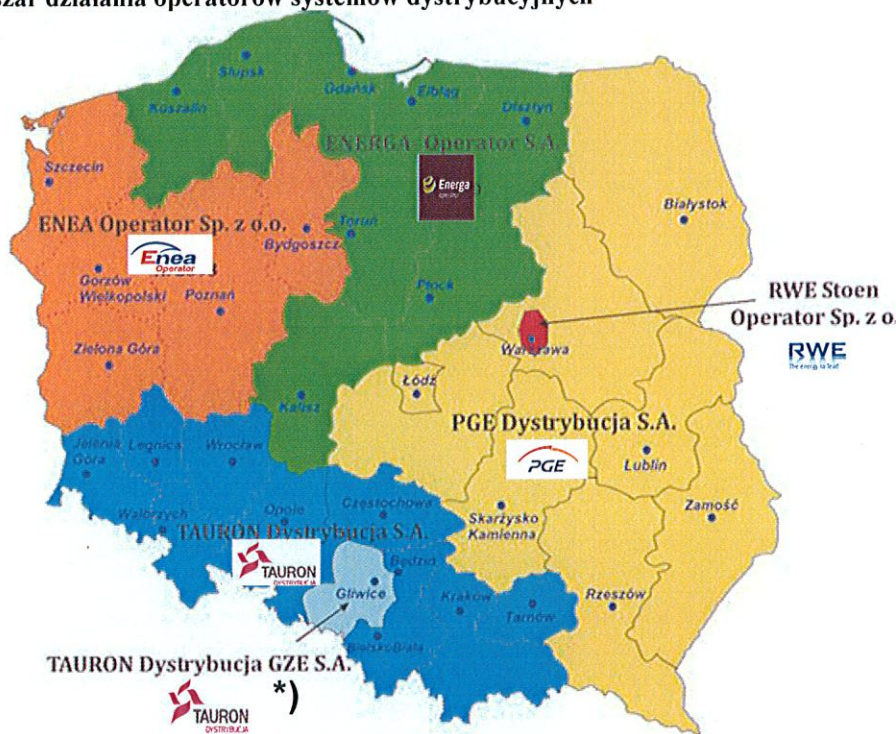
Według informacji podanej na oficjalnej stronie internetowej URE obecnie funkcjonuje 151 podmiotów wyznaczonych jako operatorzy systemów dystrybucyjnych.

Pełna lista OSD znajduje się na stronie:

http://bip.ure.gov.pl/portal/bip/75/787/Operatorzy_systemow_elektroenergetycznych_dane_adresowe_i_obszary_dzialania.html

Pomimo znacznego zwiększenia liczby OSD rynek usług dystrybucyjnych zdominowany jest przez podmioty wydzielone w 2007 r. z byłych zakładów energetycznych.

Rysunek 33. Obszar działania operatorów systemów dystrybucyjnych



*) z dniem 1 października 2012 r. nastąpiła konsolidacja dwóch spółek dystrybucyjnych działających w ramach Grupy TAURON poprzez inkorporację Dystrybucja GZE S.A. przez TAURON Dystrybucja S.A.
Źródło: URE

Aktualnie, to jest po przeprowadzonych konsolidacjach oraz przekształceniach własnościowych, usługi dystrybucyjne praktycznie na terenie całego kraju realizowane są przez następujące podmioty (z wydzieleniem niewielkich obszarów na których działają lokalni operatorzy przemysłowi):

- PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie (oddziały: Łódź-Miasto, Łódź-Teren, Lublin, Rzeszów, Skarżysko-Kamienna, Zamość, Białystok, Warszawa),,
- TAURON Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie (oddziały: Będzin, Bielsko Biała, Częstochowa, Jelenia Góra, Kraków, Legnica, Opole, Tarnów, Wałbrzych, Wrocław),
- ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu (oddziały: Zielona Góra, Gorzów Wielkopolski, Szczecin, Bydgoszcz),

- ENERGA Operator S.A. z siedzibą w Gdańsku (oddziały: Koszalin, Słupsk, Elbląg, Olsztyn, Toruń, Płock, Kalisz),
- RWE Stoen Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie,
- TAURON Dystrybucja GZE S.A. z siedzibą w Gliwicach (spółka została przejęta w październiku 2012 r. przez TAURON Dystrybucja S.A.).

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę głównych przedsiębiorstw dystrybucyjnych pełniących rolę OSD. Spółki te świadczą usługi dystrybucyjne dla ok. 99,7 % krajowych odbiorców energii elektrycznej.

Tabela 15. Charakterystyka największych przedsiębiorstw dystrybucyjnych pełniących rolę OSD (2011r.)

Wyszczególnienie	Obszar działania [tys. km]	Liczba klientów [tys.]	Długość linii [tys. km]	Sprzedaż usług dystrybucyjnych [GWh]
ENEA Operator	58,2	2 392	111,1	17 788,5
ENERGA OPERATOR	74,6	2 892	189,3	22 474,6
TAURON DYSTRYBUCJA *)	52,9	4 143	193,7	38 519,0
TAURON Dystrybucja GZE *)	4,2	1 132	25,7	14 573,8
PGE Dystrybucja	122,4	5 132	272,4	34 872,7
RWE Stoen Operator	0,5	924	13,5	9 642,4
Razem	312,8	16 615	805,7	137 871,0

*) z dniem 1 października 2012 r. nastąpiła konsolidacja dwóch spółek dystrybucyjnych działających w ramach Grupy TAURON poprzez inkorporację Dystrybucja GZE S.A. przez TAURON Dystrybucja S.A.

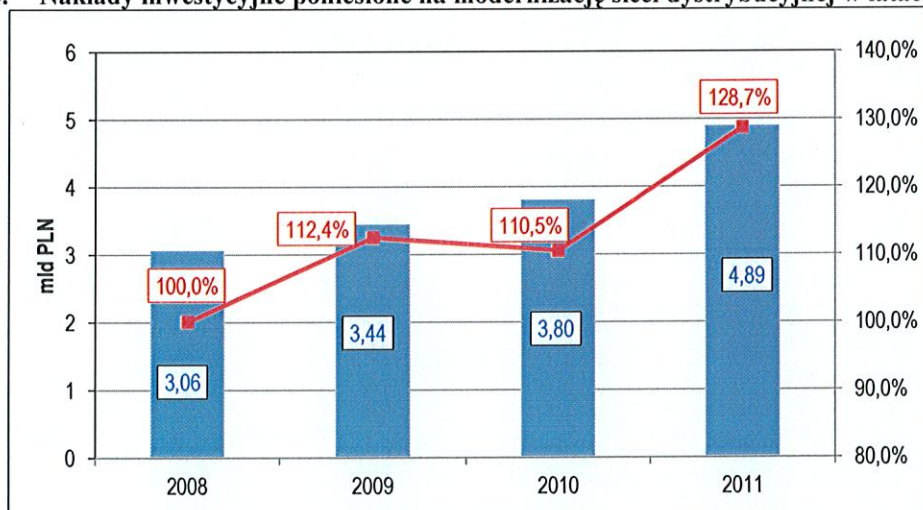
Źródło: ARE S.A.

Średni wiek sieci dystrybucyjnej to około 30 lat. Szacuje się, że ok. 30% krajowej sieci dystrybucyjnej kwalifikuje się do wymiany ze względu na stan techniczny. Stopień dekapitalizacji majątku dystrybucyjnego wynosi ok. 75%. Zły stan sieci powoduje występowanie dużych strat sieciowych.

Straty te w przesyłce i w dystrybucji energii elektrycznej wynoszą ok. 7,3%, to jest blisko dwa razy więcej niż w krajach Europy Zachodniej.

Krajowa sieć dystrybucyjna wymaga rozbudowy i modernizacji. Nakłady inwestycyjne spółek dystrybucyjnych systematycznie rosną.

Rysunek 34. Nakłady inwestycyjne poniesione na modernizację sieci dystrybucyjnej w latach 2008-2011



Źródło: ARE S.A.

W latach 2008-2011 sumaryczne nakłady inwestycyjne na modernizację sieci dystrybucyjnych wyniosły ok. 15,19 mld zł, przy czym dynamika rocznych wydatków ma wyraźnie rosnący charakter.

Z planów obejmujących okres do 2015 r. złożonych w URE wynika, że spółki dystrybucyjne planują inwestycje na ponad 28 mld zł. Szczyt inwestycji w tym cyklu powinien przypaść na 2014 r. Według deklaracji w latach 2012-2015, operatorzy średniorocznie powinni wydawać ponad 6,8 mld zł.

W 2011 r. całkowite straty przesyłu energii elektrycznej wyniosły 10 774 GWh, co stanowiło ok. 7,3% energii wprowadzonej do systemu.

Straty OSD wyniosły 9 086 GWh, to jest ok. 84,3% ogólnej liczby strat w systemie. W stosunku do 2010 r. straty przesyłu w spółkach dystrybucyjnych uległy zmniejszeniu o ok. 1,2 TWh, co stanowi spadek o blisko 12%.

Zgodnie z ustawą - *Prawo energetyczne* przesyłanie lub dystrybucja energii elektrycznej stanowi działalność koncesjonowaną. Na koniec 2012 r. ważne koncesje na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej posiadały 176 podmioty.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych są naturalnymi monopolistami, dlatego ich działalność jest regulowana przez URE. Obowiązujące stawki opłat za świadczone usługi są zatwierdzane przez Prezesa URE i zawarte w taryfach.

Zgodnie rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. *w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z dnia 29 maja 2007 r. z późn. zm.). OSD są zobowiązane do wyznaczania za dany rok wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

Wartości wskaźników za lata 2011-2012 przedstawione poniżej zostały wyznaczone zgodnie z definicjami określonymi w ww. rozporządzeniu:

- **SAIDI** - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- **SAIFI** - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- **MAIFI** - wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki SAIDI i SAIFI wyznaczone są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

- **Przerwy planowane** - wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej,
- **Przerwy nieplanowane** - spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej,
- **Przerwy krótkie** - trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty,
- **Przerwy długie** - trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin,
- **Przerwy bardzo długie** - trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny,
- **Katastrofalne** - trwające dłużej niż 24 godziny.

Tab. 16. Wskaźniki czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla OSD za 2011 r.

Wskaźnik	Jednostka	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych				
		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.
Liczba odbiorców	<i>szt.</i>	5 132 201	4 114 022	2 392 621	2 863 418	910 681
SAIDI (planowane)	<i>minuty/ odbiorca/rok</i>	202,24	151,12	139,38	130,40	14,97
SAIDI (nieplanowane)		365,45	231,45	362,72	418,70	60,12
SAIDI (nieplanowane + katastrofalne)		384,41	234,55	366,46	472,90	61,48
SAIFI (planowane)	<i>częstość przerw/rok</i>	1,04	0,80	0,62	0,59	0,16
SAIFI (nieplanowane)		4,67	3,85	4,86	4,84	1,34
SAIFI (nieplanowane + katastrofalne)		4,87	3,87	4,86	4,86	1,34
MAIFI	<i>częstość przerw/rok</i>	3,98	3,28	2,14	4,78	0,49

Źródło: dane publikowane przez OSD.

Tab. 17. Wskaźniki czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dla OSD za 2012 r.

Wskaźnik	Jednostka	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych				
		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.
Liczba odbiorców	<i>szt.</i>	5 164 746	5 301 511	2 421 074	2 916 767	938 508
SAIDI (planowane)	<i>minuty/ odbiorca/rok</i>	196,02	164,63	133,09	83,70	16,04
SAIDI (nieplanowane)		318,09	197,51	356,25	221,10	58,92
SAIDI (nieplanowane + katastrofalne)		334,50	199,78	374,68	225,10	59,73
SAIFI (planowane)	<i>częstość przerw/rok</i>	0,84	0,88	0,57	0,43	0,15
SAIFI (nieplanowane)		3,70	3,07	4,49	3,39	1,27
SAIFI (nieplanowane + katastrofalne)		3,72	3,08	4,50	3,39	1,27
MAIFI	<i>częstość przerw/rok</i>	3,97	3,60	2,11	4,78	0,37

Źródło: dane publikowane przez OSD.

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

4.1. Wpływ uwarunkowań środowiskowych na procesy inwestycyjne

Coraz bardziej restrykcyjne regulacje dotyczące standardów emisji zanieczyszczeń w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej i zmiany systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ przekładają się w sposób bezpośredni na podejmowane decyzje odnośnie wycofywania źródeł wytwórczych z eksploatacji oraz na plany inwestycyjne wytwórców.

Regulacje dotyczące standardów emisyjnych instalacji spalania paliw określa Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych z dnia 24 listopada 2010 r. (Dz. U. UE L334/17, 17.12.2010) - Dyrektywa IED, która zaostrza wymagania w zakresie ograniczenia emisji w stosunku do Dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (Dz. U. UE L301/1, 27.11.2001) - Dyrektywy LCP, oraz uchylonego rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji. Najbardziej radykalne zmiany standardów emisji dotyczą źródeł spalania zasilanych węglem.

Najistotniejsze postanowienia Dyrektywy IED, mające wpływ na funkcjonowanie przedsiębiorstw wytwórczych polskiego sektora energetycznego to:

- Dyrektywa IED dotyczy spalania paliw w instalacjach o całkowitej mocy dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej (art. 28).
- Zdefiniowanie źródła spalania jako komin, którego moc liczy się jako sumę mocy wszystkich kotłów większych niż 15 MW (w paliwie), pracujących na wspólny komin (art. 29 pkt. 3).
- Nowe zaostrzone standardy emisji będą obowiązywały po 1 stycznia 2016 r.
- Źródła istniejące w rozumieniu Dyrektywy IED, to następujące instalacje (art. 30 pkt. 2):
 - którym wydano pozwolenie przed dniem 7 stycznia 2013 r. lub
 - których operatorzy złożą kompletny wniosek o wydanie pozwolenia przed dniem 7 stycznia 2013 r., pod warunkiem że instalacje zostaną oddane do eksploatacji nie później niż do 7 stycznia 2014 r..

Instalacje niespełniające tych warunków należy traktować jako nowe (art. 30 pkt. 3).

- W okresie od 1 stycznia 2016 r. do końca grudnia 2020 r. kraje członkowskie mogą wdrożyć przejściowy plan krajowy (PPK) redukcji emisji dla źródeł istniejących, które uzyskały pozwolenie i były uruchomione przed 27 listopada 2003 r. Instalacje te muszą natomiast dotrzymywać wymagań istniejącej Dyrektywy LCP.
- Od 1 stycznia 2016 r. do 31 grudnia 2023 r. instalacje spalania mogą być zwolnione z konieczności spełnienia standardów emisyjnych IED, jeżeli w tym okresie nie będą eksploatowane przez więcej niż 17 500 godzin. W tym okresie źródła spełniać będą standard emisyjny Dyrektywy LCP, obowiązujący je w dniu 31.12.2015 r.
- Staraniem przedstawicieli strony polskiej wprowadzono odrębne przepisy dotyczące ciepłownictwa. Źródła ciepła o mocy mniejszej niż 200 MW (w paliwie) oddane do eksploatacji nie później niż do 27 listopada 2003 r. i dostarczające do miejskiego systemu ciepłowniczego, co najmniej 50% wytwarzanego ciepła wyłączone są z wymogów nowej dyrektywy do końca 2022 r. Źródła te będą musiały dotrzymać ograniczeń emisji zgodnych z Dyrektywą LCP na koniec grudnia 2015 r. (art. 35).
- Instalacje o nominalnej mocy elektrycznej 300 MW lub wyższej, którym pozwolenia na budowę lub pozwolenie na prowadzenie działalności udzielono po wejściu w życie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r.

w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 (Dz. U. UE L140/114, 5.6.2009) - Dyrektywy CCS, będą musiały spełniać warunek gotowości do późniejszego uzupełnienia o instalację o wychwytywanie CO₂ oraz mieć gwarancje bezpiecznego składowania tego gazu.

Ważnym elementem w podejmowaniu decyzji odnośnie wyboru technologii budowy nowych mocy wytwórczych jest rozszerzenie wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. UE L140/63, 5.6.2009) - Dyrektywa ETS, wprowadza modyfikację unijnego system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ polegającą między innymi na rezygnacji z krajowych planów rozdziału uprawnień oraz wprowadzeniu obowiązku zakupu uprawnień emisyjnych na aukcji od 2013 r.

Przedsiębiorca prowadzący działalność wymienioną w Załączniku do Dyrektywy ETS jest zobowiązany rozliczyć wyemitowany CO₂ za pomocą otrzymanych uprawnień do emisji - ich ewentualną nadwyżkę może sprzedać na wolnym rynku. Zgodnie z Dyrektywą ETS począwszy od 2013 r. pula otrzymywanych nieodpłatnie uprawnień do emisji CO₂ będzie szybko maleć, co powoduje zwiększenie zainteresowania inwestorów technologiami wysokosprawnymi oraz charakteryzującymi się niską emisją jednostkową CO₂ (np. bloki gazowo-parowe).

4.2. Budowa nowych mocy wytwórczych

W celu oszacowania zakresu rzeczowego inwestycji w nowe moce wytwórcze przeprowadzono analizę planów inwestycyjnych poszczególnych przedsiębiorstw oraz wykorzystano plany dotyczące rozwoju energetyki jądrowej i informacje na temat inwestycji w podsektorze wytwarzania. W harmonogramie budowy nowych mocy uwzględniono projekty inwestycyjne charakteryzujące się największym stopniem przygotowania lub zaawansowania prac, które uznano za najbardziej prawdopodobne do realizacji.

W poniższej tabeli przedstawiono zbiorcze informacje dotyczące planowanych inwestycji w krajowej energetyce zawodowej w podziale na technologie wytwarzania.

Tabela 18. Planowane inwestycje w nowe moce wytwórcze w przedsiębiorstwach energetycznych [MWe]

Wyszczególnienie	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Węgiel brunatny	0	0	0	0	0	460	0	0	0	0
Węgiel kamienny	50	0	0	0	1 000	900	900	0	0	1 900
Gaz ziemny	0	0	860	135	1 670	805	0	0	0	0
El. jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OZE	485	495	575	560	555	625	560	530	530	530
Razem	535	495	1 435	695	3 225	2 790	1 460	530	530	2 430

Wyszczególnienie	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Razem 2013-2020	Razem 2013-2030
Węgiel brunatny	0	0	0	0	0	0	0	850	460	1 310
Węgiel kamienny	900	0	0	0	0	0	0	0	2 850	5 650
Gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	3 470	3 470
El. jądrowe	0	0	1 500	1 500	0	0	1 500	1 500	0	6 000
OZE	530	385	385	360	360	360	360	360	4 385	8 545
Razem	1 430	385	1 885	1 860	360	360	1 860	2 710	11 165	24 975

Źródło: Plany inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych, Plany rządowe dotyczące rozwoju energetyki jądrowej, Wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie do krajowej sieci przesyłowej.

W latach 2013-2030 r. w krajowej energetyce powinno zostać przekazanych do eksploatacji ok. 27 GW mocy wytwórczych w nowych obiektach, czego ok. 13,2 GW (ok. 49%) w latach 2013-2020.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że przez najbliższe 2 lata nie zostaną oddane do eksploatacji żadne duże źródła wytwórcze. Dopiero w połowie 2015 r. może zostać uruchomiony blok gazowo-parowy w Stalowej Woli (ok. 450 MW), a w końcu 2015 r. blok gazowo-parowy we Włocławku (ok. 460 MW). Następny duży obiekt turbogazowy to Elektrownia Puławy przewidywana do uruchomienia w końcu 2017 r. (ok. 840 MW).

Duże, bloki węglowe pracujące na parametrach nadkrytycznych zaczną pojawiać się od połowy 2017 r. (El. Kozienice II - ok. 1000 MW). Przewiduje się, że w dalszych latach uruchamiane będą kolejne bloki węglowe (El. Jaworzno III - 910 MW, El. Turów - 460 MW, El. Opole - 2x900 MW).

W latach 2016-2018 zakłada się uruchomienie kilku elektrociepłowni turbogazowych w istniejących obiektach (EC Katowice, EC Gorzów, EC Bydgoszcz, EC Żerań, EC Pomorzany, EC Elbląg).

Uruchomienie pierwszej krajowej elektrowni jądrowej założono w 2025 r. (pierwszy blok o mocy 1 500 MW). Przyjęto, że do końca 2030 r. powstaną cztery bloki w dwóch elektrowniach o łącznej mocy 6 000 MW.

5. Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

W sprawozdaniu przedstawiono szczegółowe założenia prognostyczne oraz cząstkowe i finalne wyniki przeprowadzonych analiz w horyzoncie czasowym do 2030 r. Podstawowym narzędziem do wykonania prognoz były modele funkcjonowania następujących grup wytwórców:

- Elektrownie systemowe na węglu kamiennym (ELwk),
- Elektrownie systemowe na węglu brunatnym (ELwk),
- Elektrownie jądrowe (ELj),
- Elektrownie systemowe opalane gazem ziemnym (ELg),
- Elektrociepłownie zawodowe opalane węglem kamiennym (ECwk),
- Odnawialne źródła energii (OZE).

Powyższe grupy wytwórców analizowane były w dwóch obszarach:

- „Obiekty istniejące” rozumiane jak elektrownie i elektrociepłownie zawodowe istniejące w końcu 2011 r.
- „Obiekty nowe” rozumiane jak nowobudowane bloki energetyczne.

5.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną

Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną została opracowana dla trzech wyszczególnionych poniżej scenariuszy:

- scenariusz realistycznego zapotrzebowania na energię (wariant bazowy),
- scenariusz niskiego zapotrzebowania na energię - opcja 1,
- scenariusz bardzo niskiego zapotrzebowania na energię - opcja 2.

Przyjęty na potrzeby dalszych analiz scenariusz realistycznego zapotrzebowania na energię elektryczną (wariant bazowy) został opracowany przy wykorzystaniu danych zawartych w *Aktualizacji prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.* (ARE S.A. wrzesień 2011 r.).

Dodatkowo przedstawiono dwa scenariusze niskiego zapotrzebowania biorąc pod uwagę występujące w ostatnich latach niższe od wcześniejszych prognoz krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Na potrzeby sprawozdania prognozy zapotrzebowania krajowego na energię elektryczną oraz zużycia finalnego zawarte w powyższym dokumencie zostały rozbudowane o prognozę produkcji energii elektrycznej i prognozę salda wymiany z zagranicą. Dokonano także aktualizacji danych o wyniki uzyskane w 2012 r. oraz uszczegółowiono prezentowane wielkości przedstawiając prognozy do 2015 r. dla okresów rocznych (a nie pięcioletnich). Dla opracowania prognozy krajowej produkcji energii elektrycznej wykorzystano saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą zgodnie z własną prognozą.

Tabela 19. Prognoza salda bilansu handlowego energii elektrycznej do 2030 r.

Wyszczególnienie	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2030*)
	TWh								
bilans handlowy energii - saldo	2,84	2,43	2,19	1,97	1,67	1,75	1,84	2,03	2,03*)

Źródło: EM&CA

*) w latach 2020-2030 przyjęto dla każdego roku stałą wartość eksportu netto (2,03 TWh)

Scenariusz bazowy zakładający realizację kierunków działań określonych w założeniach dla krajowej polityki energetycznej został uznany za najbardziej realny.

Dwa pozostałe scenariusze niskiego zapotrzebowania, zakładające wolniejsze tempo wychodzenie gospodarki krajowej z recesji oraz długotrwały i większy wpływ globalnego kryzysu na gospodarkę polską, uznane zostały za mniej prawdopodobne.

Scenariusz realistycznego zapotrzebowania na energię (scenariusz bazowy)

Zasadnicze założenia do prognozy:

- W prognozie założono realizację podstawowych kierunków Polityki energetycznej Polski, uwzględniających wymagania Unii Europejskiej:
 - poprawę efektywności energetycznej,
 - wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
 - dywersyfikację struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
 - rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
 - rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
 - ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.
- Założono podjęcie intensywnych działań mających na celu wypełnienie przez Polskę regulacji prawnych wynikających z dyrektyw unijnych w szczególności w zakresie OZE, kogeneracji i ograniczenia emisji zanieczyszczeń.
- Uwzględniono prognozowane zmiany w strukturze tworzenia produktu krajowego brutto (PKB), w tym zmniejszenie udziału przemysłu energochłonnego przy jednoczesnym zwiększaniu się udziału usług.
- W wyniku działań proefektywnościowych oraz zmiany struktury tworzenia produktu krajowego brutto następować będzie systematyczny spadek energochłonności i elektrochłonności PKB.
- Uwzględniono założenia polityki energetycznej Unii wyrażony w pakiecie energetyczno-klimatycznym (3x20).
- Długoterminowe prognozy energochłonności i elektrochłonności gospodarki krajowej uwzględniają powyższe regulacje i zostały przyjęte na podstawie dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*.

Rysunek 35. Prognozowana produkcja oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną do 2030 r. (scenariusz realistycznego zapotrzebowania - bazowy)

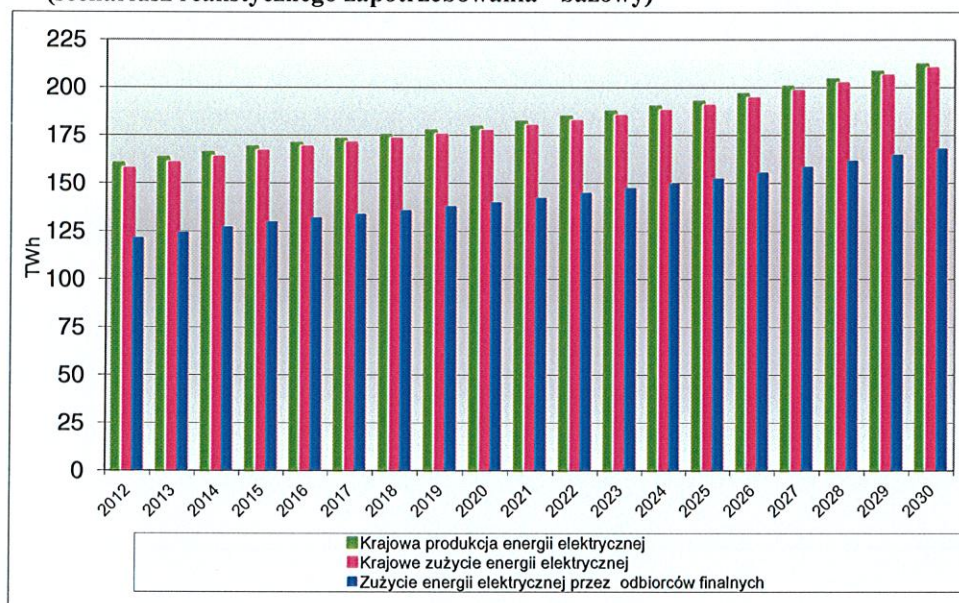


Tabela 20. Produkcja oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną do 2030 r. (scenariusz realistycznego zapotrzebowania - bazowy)

Lata	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
	TWh						
Krajowa produkcja energii elektrycznej	159,9	162,7	165,6	168,5	179,0	192,1	211,6
Krajowe zużycie energii elektrycznej (zapotrzebowanie)	157,0	160,3	163,4	166,5	177,0	190,1	209,6
Zużycie energii przez odbiorców finalnych	121,0	123,8	126,6	129,4	139,4	151,9	167,6

Źródło: PSE S.A.

Szacuje się, że w 2030 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (w bazowym scenariuszu zapotrzebowania) wyniesie ok. 209,6 TWh, co oznacza ok. 33,5% wzrostu w stosunku do 2012 r. Prognozowana produkcja energii elektrycznej osiągnie poziom ok. 211,6 TWh/a, zaś zapotrzebowanie na energię elektryczną przez odbiorców finalnych ok. 167,6 TWh/a.

Scenariusze niskiego zapotrzebowania na energię

Dwa pozostałe scenariusze krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną opracowano na podstawie analiz dotyczących rozwiązania bazowego (scenariusza realistycznego zapotrzebowania). Przyjęto założenie, że jednym ze skutków trwającego obecnie światowego kryzysu gospodarczego (ze względu na jego skalę, głębokość) będzie szybsze tempo wdrażania energooszczędnych technologii i rozwiązań ograniczających zużycie energii elektrycznej. Na tej podstawie na lata 2015-2030 przyjęto tempo wzrostu zapotrzebowania według poniższego schematu:

- w opcji 1 scenariusza niskiego zapotrzebowania na energię - lata 2012-2014 bez zmian, w dalszych latach średni wzrost zapotrzebowania na poziomie ok. 1,1 % rocznie,
- w opcji 2 scenariusz niskiego zapotrzebowania na energię - lata 2012-2014 bez zmian, w dalszych latach średni wzrost zapotrzebowania na poziomie ok. 0,8 % rocznie.

Dla porównania średni wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w wariacie bazowym w latach 2015-2030 wynosi ok. 1,6%.

Rysunek 36. Prognozowane zużycie energii elektrycznej do 2030 r.

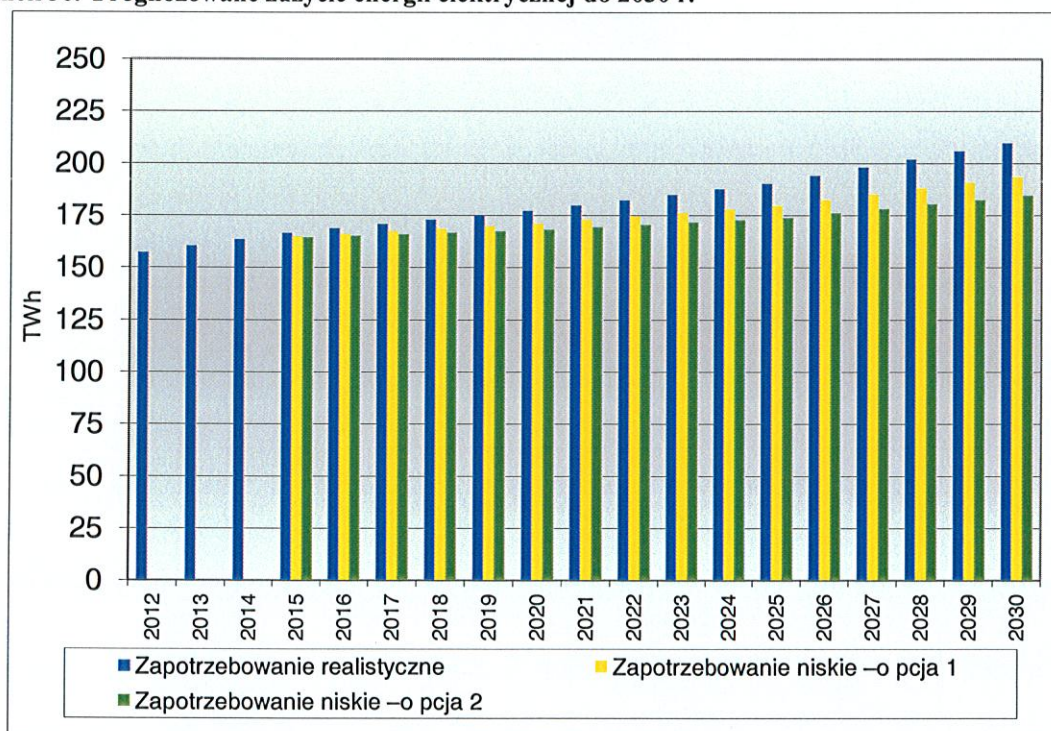


Tabela 21. Zużycie energii elektrycznej do 2030 r.

Wyszczególnienie	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Zapotrzebowanie realistyczne	157,0	160,3	163,4	166,5	177,0	190,1	209,6
Zapotrzebowanie niskie - opcja 1	157,0	160,3	163,4	165,7	172,2	180,7	194,6
Zapotrzebowanie niskie - opcja 2	157,0	160,3	163,4	165,2	169,1	174,9	185,6

Źródło: EM&CA.

Oszacowany wzrost krajowego zużycia energii elektryczną w poszczególnych scenariuszach wyniesie:

- 209,6 TWh w scenariuszu realistycznego zapotrzebowania (bazowy), co oznacza wzrost ok. 33% w stosunku do 2012 r.,
- 194,6 TWh w opcji 1 scenariusza niskiego zapotrzebowania, co oznacza wzrost ok. 24% w stosunku do 2012 r.,
- 185,6 TWh w opcji 2 scenariusza niskiego zapotrzebowania, co oznacza wzrost ok. 18% w stosunku do 2012 r.

5.2. Prognozowany harmonogram ubytków mocy wytwórczej w systemie

Obiekty istniejące - elektrownie i elektrociepłownie zawodowe istniejące

Wśród obiektów istniejących (elektrownie i elektrociepłownie zawodowe istniejące według stanu na koniec grudnia 2011 r.) występować będą ubytki mocy wynikające z wycofywania poszczególnych urządzeń z eksploatacji oraz stosunkowo niewielkie przyrosty mocy wynikające z modernizacji.

Analiza technicznego i technologicznego stanu urządzeń podstawowych zainstalowanych w krajowym podsektorze wytwarzania została przedstawiona w rozdziale 3.1 Podsektor wytwarzania.

- Blisko 55% mocy zainstalowane jest w turbozespołach pracujących od ponad 30 lat (183 urządzeń). Urządzenia eksploatowane mniej niż 20 lat stanowią zaledwie ok. 25% mocy krajowej energetyki zawodowej (razem 108 turbozespołów).
- Ponad 60% kotłów zainstalowanych w elektrowniach ciepłych zawodowych pracuje od ponad 30 lat (284 jednostki kotłowe). Kotły eksploatowane mniej niż 20 lat stanowią ok. 30% (71 jednostek kotłowych).

Harmonogram ubytków mocy wytwórczych w poszczególnych grupach istniejących elektrowni i elektrociepłowni opracowano na podstawie wyszczególnionych poniżej analiz cząstkowych i przesłanek.

- analiza planów modernizacyjnych oraz planowanych odstawień mocy u poszczególnych wytwórców (w tym ankieta z pierwszego kwartału 2012 r.),
- ekspercka ocena stanu technicznego i technologicznego urządzeń podstawowych u poszczególnych wytwórców,
- liczba przepracowanych godzin urządzeń podstawowych u poszczególnych wytwórców.
- lista derogacji dotyczących godzin pracy,
- ocena możliwości spełnienia standardów emisyjnych (w tym dyrektywy IED),
- analiza zasadności ponoszenia wysokich nakładów inwestycyjnych dla wypełnienia tych standardów przez istniejące urządzenia w grupie ECwk.

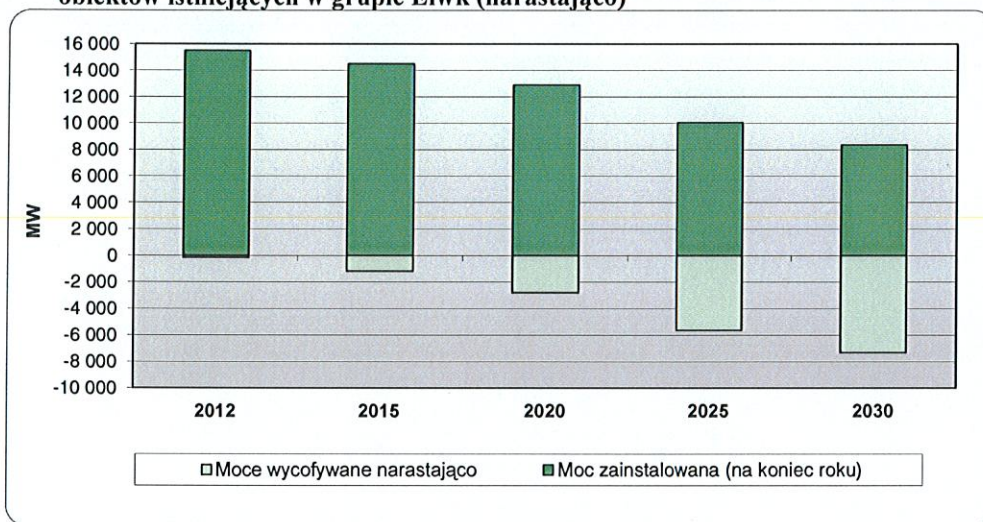
Uwzględniono także podjętą na początku czerwca br. decyzję w sprawie głębokiej modernizacji bloków nr 1-4 w Elektrowni Rybnik, które pierwotnie miały zostać wycofane z eksploatacji w najbliższych latach.

W analizie ubytków mocy wytwórczych wzięto pod uwagę również planowane przez OSP działania związane z zakupem usług interwencyjnej rezerwy zimnej (przetarg ogłoszony przez PSE S.A. w dniu 6 czerwca 2013 r.). Chodzi o zwiększenie mocy dyspozycyjnej KSE

poprzez utrzymanie w zimnej rezerwie niektórych bloków energetycznych przewidzianych do wycofania w 2015 r., którym zostanie przyznane prawo do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych Dyrektywy IED. Założono, że usługi te świadczone będą przez jednostki o łącznej mocy zainstalowanej ok. 800 MW.

Wyniki przeprowadzonych analiz w zakresie odstawień mocy w latach 2012-2030, dla poszczególnych grup wytwórców przedstawiono na poniższych wykresach.

Rysunek 37. Moce wycofywane oraz bilans mocy (po uwzględnieniu przyrostów i ubytków mocy) dla obiektów istniejących w grupie Elwk (narastająco)



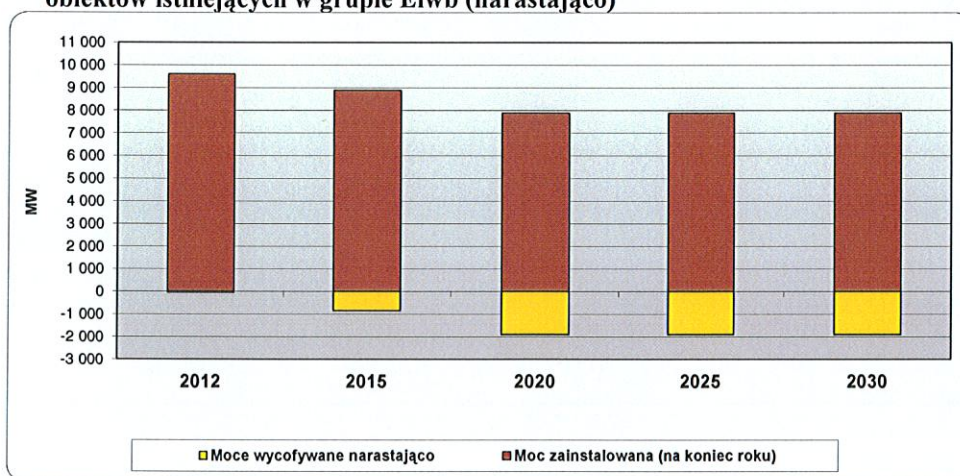
Źródło: EM&CA.

Tabela 22. Moce wycofywane oraz bilans mocy (po uwzględnieniu przyrostów i ubytków mocy) dla obiektów istniejących w grupie Elwk (narastająco)

Wyszczególnienie	Jednostka	2011	2012	2015	2020	2025	2030
Moce wycofywane narastająco	MW	-	-150	-1 185	-2 799	-5 634	-7 324
Moc zainstalowana (na koniec roku)	MW	15 632	15 482	14 487	12 873	10 038	8 348

W okresie do 2030 r. w grupie istniejących elektrowni opalanych węglem kamiennym zostanie wycofanych z eksploatacji ok. 7,3 GW mocy, a moc zainstalowana na koniec okresu wyniesie ok. 8 346 MW. Około 38% wycofywanej mocy (2,8 GW) zostanie odstawione do końca 2020 r.

Rysunek 38. Moce wycofywane oraz bilans mocy (po uwzględnieniu przyrostów i ubytków mocy) dla obiektów istniejących w grupie Elwb (narastająco)



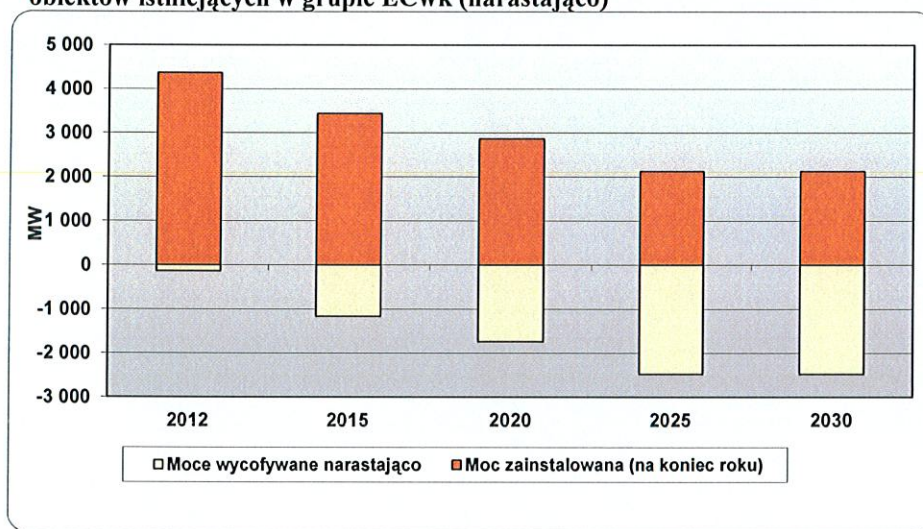
Źródło: EM&CA.

Tabela 23. Moce wycofywane oraz bilans mocy (po uwzględnieniu przyrostów i ubytków mocy) dla obiektów istniejących w grupie Elwb (narastająco)

Wyszczególnienie	Jednostka	2011	2012	2015	2020	2025	2030
Moce wycofywane narastająco	MW	-	-50	-850	-1 898	-1 898	-1 898
Moc zainstalowana (na koniec roku)	MW	9 654	9 604	8 884	7 876	7 876	7 876

W okresie do 2030 r. w grupie istniejących elektrowni opalanych węglem brunatnym zostanie wycofanych z eksploatacji ok. 1,9 GW mocy, a moc zainstalowana na koniec okresu wyniesie ok. 7 876 MW. Całość wycofywanej mocy zostanie odstawione do końca 2020 r.

Rysunek 39. Moce wycofywane oraz bilans mocy (po uwzględnieniu przyrostów i ubytków mocy) dla obiektów istniejących w grupie ECwk (narastająco)



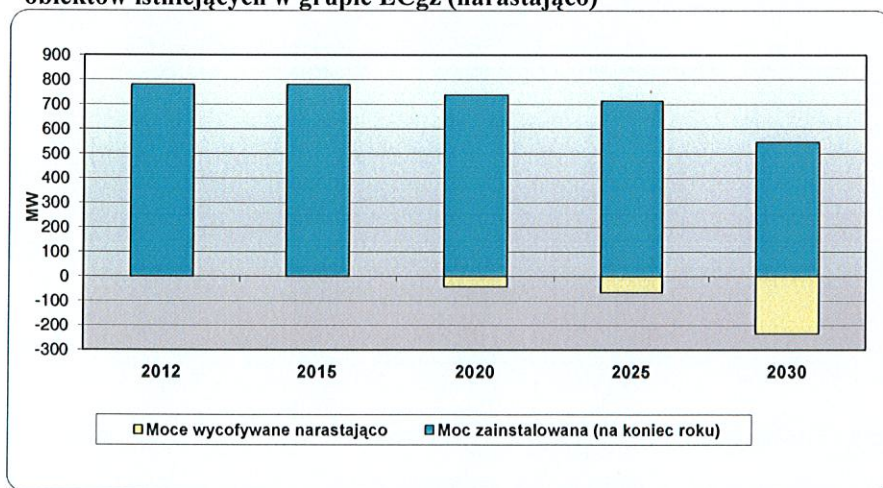
Źródło: EM&CA.

Tabela 24. Moce wycofywane oraz bilans mocy (po uwzględnieniu przyrostów i ubytków mocy) dla obiektów istniejących w grupie ECwk (narastająco)

Wyszczególnienie	Jednostka	2011	2012	2015	2020	2025	2030
Moce wycofywane narastająco	MW	-	-138	-1 172	-1 740	-2 483	-2 483
Moc zainstalowana (na koniec roku)	MW	4 505	4 368	3 433	2 865	2 123	2 123

W okresie do 2030 r. w grupie istniejących elektrociepłowni opalanych węglem kamiennym zostanie wycofanych z eksploatacji ok. 2,5 GW mocy, a moc zainstalowana na koniec okresu wyniesie ok. 2 123 MW. Około 70% wycofywanej mocy (1,7 GW) zostanie odstawione do końca 2020 r.

Rysunek 40. Moce wycofywane oraz bilans mocy (po uwzględnieniu przyrostów i ubytków mocy) dla obiektów istniejących w grupie ECgz (narastająco)



Źródło: EM&CA.

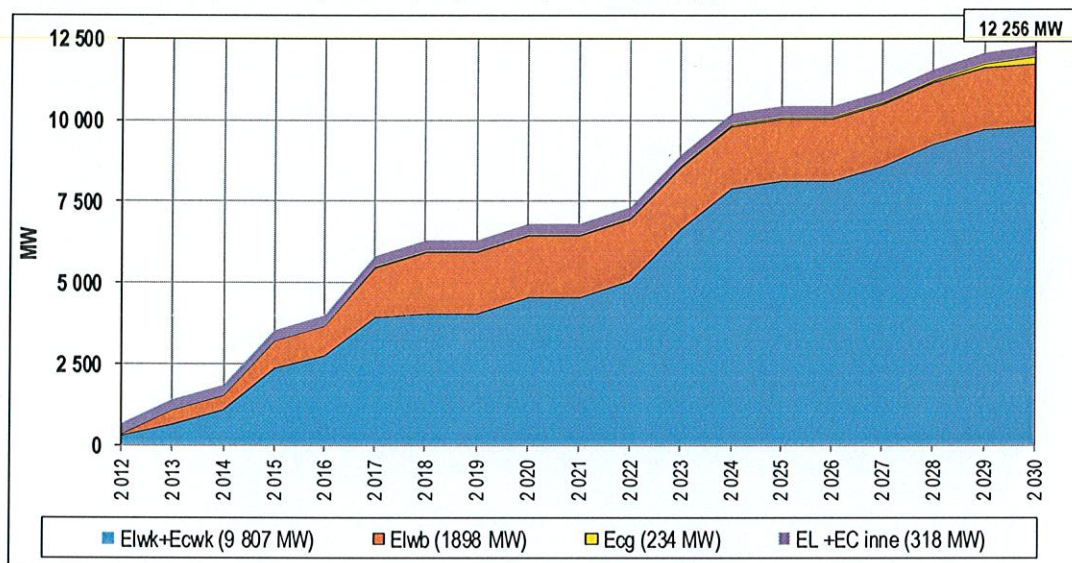
Tabela 25. Moce wycofywane oraz bilans mocy (po uwzględnieniu przyrostów i ubytków mocy) dla obiektów istniejących w grupie ECgz (narastająco)

Wyszczególnienie	Jednostka	2011	2012	2015	2020	2025	2030
Moce wycofywane narastająco	MW	-	0	0	-43	-66	-234
Moc zainstalowana (koniec roku)	MW	780	780	780	737	714	546

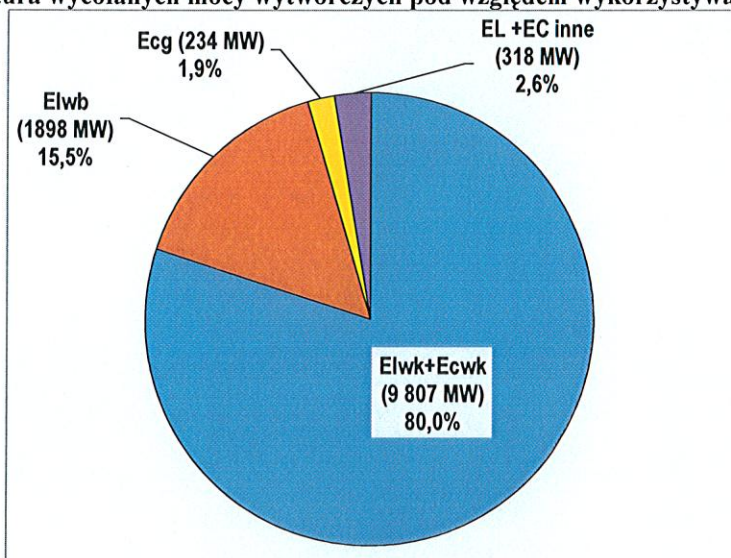
Przewiduje się, że w analizowanej grupie urządzenia wytwórcze zasilane gazem będą pracowały bez żadnych odstawień do 2029 r. Wcześniej wycofywane będą jedynie źródła węglowe pracujące w ECg. W grupie elektrociepłowni gazowych do 2030 r. zostanie wycofanych z eksploatacji ok. 234 MW mocy (gazowych i węglowych), a moc zainstalowana na koniec okresu wyniesie ok. 546 MW.

Prognozowaną strukturę ubytków mocy wytwórczej w istniejących obiektach przedstawiono na poniższym wykresie.

Rysunek 41. Przewidywane ubytki mocy wytwórczych w istniejących obiektach



Rysunek 42. Struktura wycofanych mocy wytwórczych pod względem wykorzystywanego paliwa w 2030r



Źródło: EM&CA.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że w latach 2012-2030 w KSE zostanie wycofanych z eksploatacji łącznie ok. 12,26 GW mocy wytwórczych, w tym:

- ok. 9,81 GW w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych opalanych węglem kamiennym (80% całej wycofanej mocy),
- ok. 1,90 GW w elektrowniach zawodowych opalanych węglem brunatnym (ok. 15,5% całej wycofanej mocy),
- ok. 0,23 GW w grupie elektrociepłowni zawodowych gazowych, w tym 113 MW na gazie i 121 MW na węglu kamiennym (1,9% całej wycofanej mocy).
- ok. 0,32 GW w innych źródłach (ok. 2,6% całej wycofanej mocy),

Tempo wycofywania istniejącej mocy będzie najbardziej intensywne w latach 2014-2017. W tym okresie zostanie odstawionych ok. 4,4 GW mocy wytwórczych, co stanowi ok. 36% wszystkich wycofań przewidywanych do końca 2030 r.

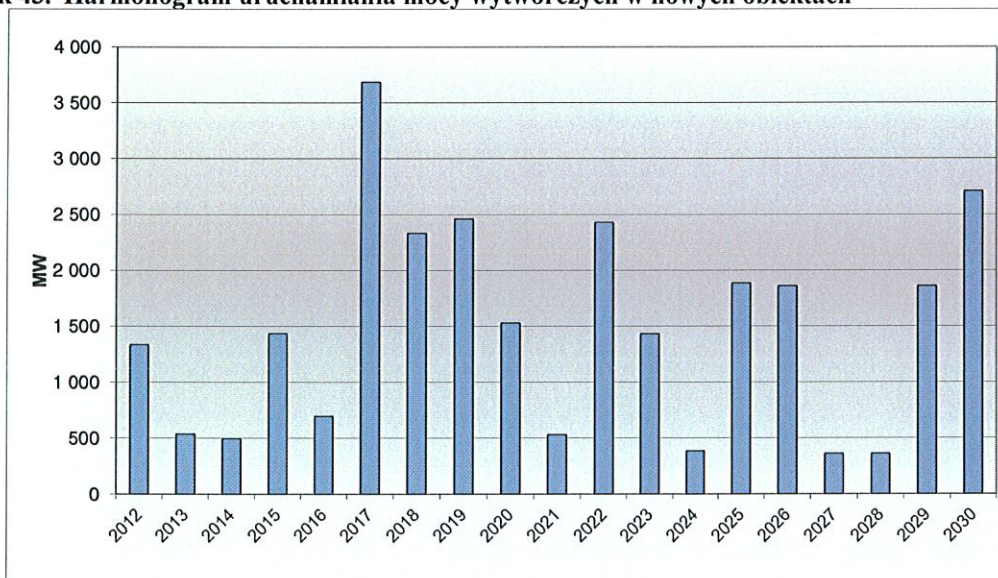
5.3. Prognozowany harmonogram przyrostów mocy wytwórczych w systemie

W horyzoncie długoterminowym zasadniczy przyrost mocy zainstalowanej w KSE nastąpić będzie poprzez budowę nowych bloków energetycznych (objekty nowe). Wśród obiektów nowych w analizowanym okresie nie będą występowały wycofania bloków z eksploatacji.

W celu oszacowania zakresu rzeczowego inwestycji w moce wytwórcze realizowane w nowych obiektach przeprowadzono analizy planów inwestycyjnych poszczególnych przedsiębiorstw w horyzoncie czasowym do 2030 r. Wykorzystano także plany dotyczące rozwoju energetyki jądrowej oraz informacje na temat inwestycji w podsektorze wytwarzania. W harmonogramie przyrostów mocy uwzględniono projekty inwestycyjne charakteryzujące się największym stopniem przygotowania lub zaawansowania prac (które uznano za najbardziej prawdopodobne do realizacji).

Szacunkowy harmonogram uruchamiania planowanych inwestycji w nowych obiektach podsektora wytwarzania oraz strukturę wykorzystywanych paliw przedstawiono na poniższych wykresach.

Rysunek 43. Harmonogram uruchamiania mocy wytwórczych w nowych obiektach

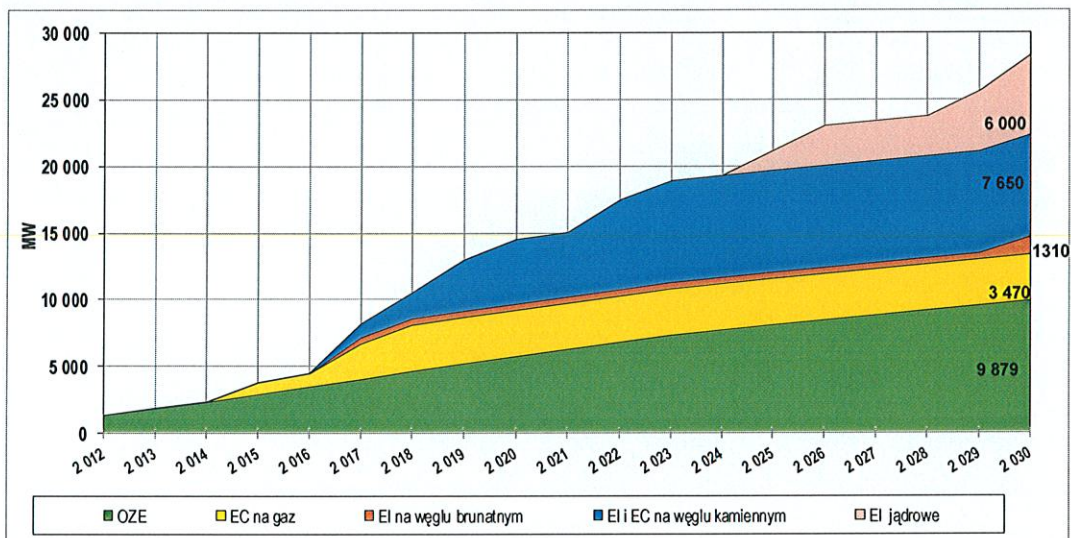


Źródło: EM&CA

Tabela 26. Harmonogram uruchamiania mocy wytwórczych w nowych obiektach

Lata	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Nowe moce wytwórcze narastająco [MW]	1 334	1 869	2 364	3 799	4 494	8 179	10 509	12 969	14 499	
Lata	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nowe moce wytwórcze narastająco [MW]	15 029	17 459	18 889	19 274	21 159	23 019	23 379	23 739	25 599	28 309

Rysunek 44. Przyrosty mocy wytwórczych w nowych obiektach pod względem wykorzystywanego paliwa

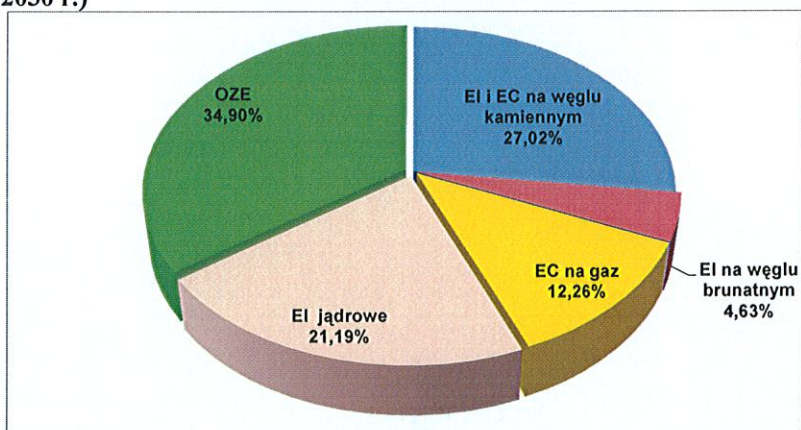


Źródło: EM&CA

W latach 2012-2030 w kraju powinno zostać przekazanych do eksploatacji ok. 28,31 GW mocy wytwórczych w nowych obiektach :

- ok. 7,65 GW w elektrowniach i elektrociepłowniach na węglu kamiennym,
- ok. 1,31 GW w elektrowniach na węglu brunatnym,
- ok. 3,47 GW w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowych,
- ok. 9,88 GW w odnawialnych źródłach energii,
- ok. 6,0 GW w elektrowniach jądrowych.

Rysunek 45. Struktura mocy wytwórczych w nowych obiektach pod względem wykorzystywanego paliwa (do 2030 r.)



Szacuje się, że ok. 27% przekazanych do eksploatacji nowych mocy wytwórczych oparta będzie na węglu kamiennym a blisko 35% stanowić będzie OZE. W analizowanym okresie zakłada się również oddanie do eksploatacji 6000 MW w elektrowniach jądrowych (ok. 21% całkowitego przyrostu mocy).

5.4. Prognoza bilansu mocy wytwórczych w podsektorze wytwarzania

Na podstawie przeprowadzonych analiz ubytków i przyrostów mocy wytwórczych oszacowano przewidywaną moc zainstalowaną w KSE oraz strukturę tej mocy.

Rysunek 46. Prognozowana moc zainstalowana w KSE (stan na koniec roku)

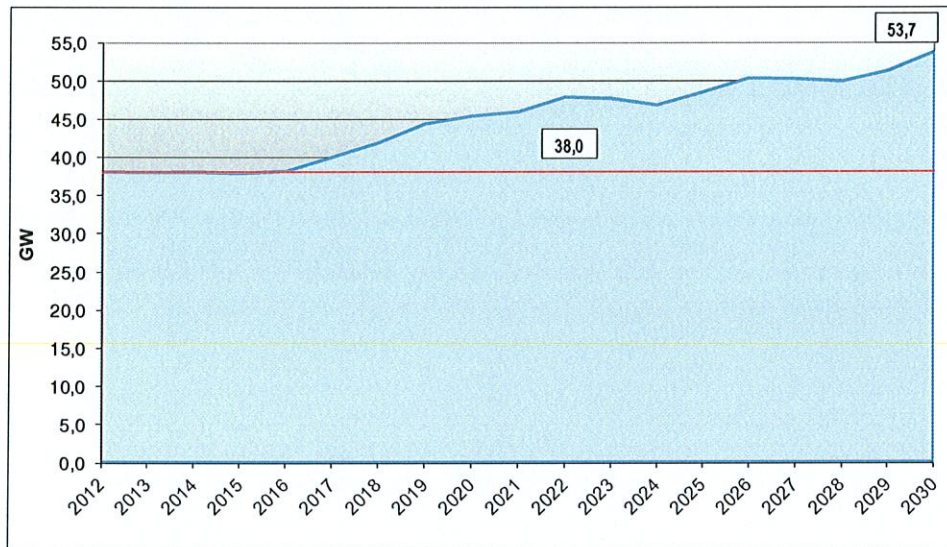


Tabela 27. Moc zainstalowana w KSE (stan na koniec roku) [MW]

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
38 045	37 965	38 035	37 861	38 135	39 992	41 847	44 307	45 328	45 858
2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
47 775	47 589	46 727	48 387	50 247	50 152	49 837	51 192	53 680	

Źródło: EM&CA

Przewiduje się, że moc elektryczna zainstalowana w KSE na koniec 2030 r. wyniesie ok. 53,7 GW. W latach 2013-2030 nastąpi wzrost mocy systemu wynoszący ponad 15,64 GW. Na przyrost ten składać się będą następujące czynniki:

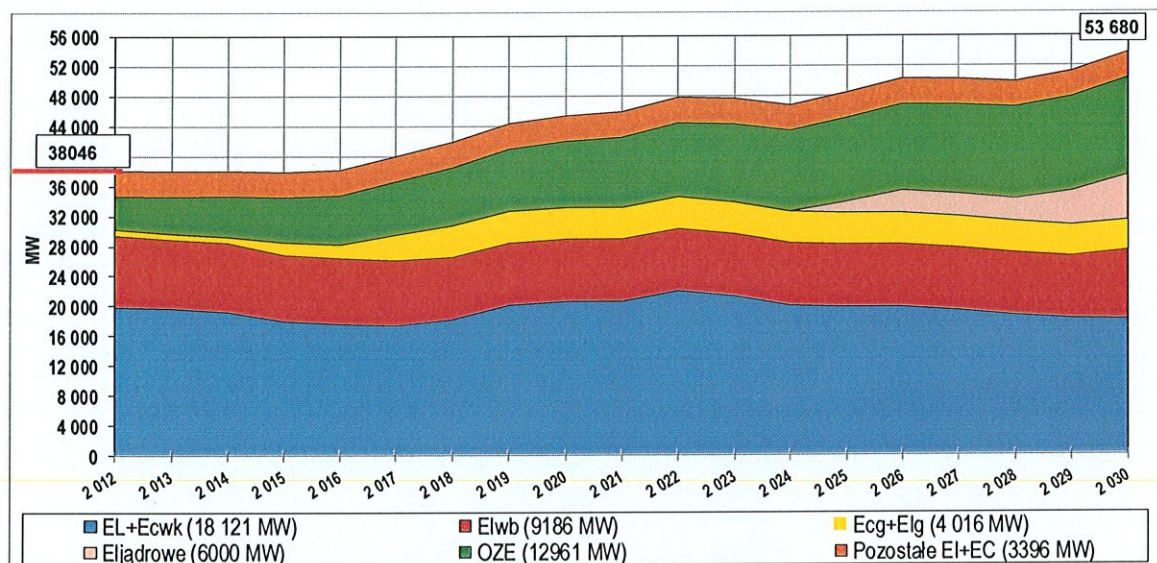
- wycofania mocy w istniejących obiektach - ok. 11,60 GW
- budowa mocy wytwórczych (wraz z modernizacjami) - ok. 27,24 GW

Do końca 2016 r. moc zainstalowana w systemie oscylować będzie wokół poziomu z końca 2012 r. (ok. 38 GW). Będzie to wynikiem zrównoważenia wycofań mocy poprzez uruchamianie nowych mocy wytwórczych (głównie OZE i źródła gazowe).

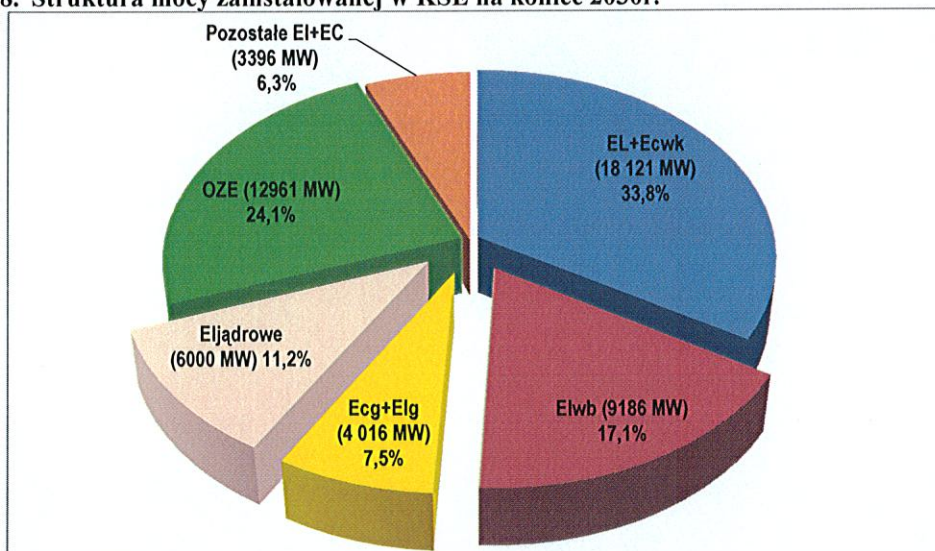
W następnych latach moc zainstalowana w KSE będzie systematycznie wzrastać dzięki uruchomieniu dużych źródeł węglowych i gazowych.

Na poniższych rysunkach przedstawiono prognozowaną strukturę mocy zainstalowanej w KSE pod względem wykorzystywanych technologii (rodzaju paliwa).

Rysunek 47. Prognoza mocy zainstalowanej w KSE pod względem wykorzystywanego paliwa



Rysunek 48. Struktura mocy zainstalowanej w KSE na koniec 2030r.



Źródło: EM&CA.

Uwaga: grupa pozostałe El. i EC obejmuje elektrownie szczytowo-pompowe, elektrownie przemysłowe (w tym na węglu kamiennym) oraz inne nie wymienione źródła

W strukturze mocy zainstalowanej w KSE (na koniec 2030 r.) największy udział mają elektrownie i elektrociepłownie opalane węglem kamiennym (ok. 33,8%) oraz OZE (ok. 24,1%). Należy jednak zaznaczyć, że ponad połowa odnawialnych źródeł energii (ok. 7,6 GW) to farmy wiatrowe i elektrownie fotowoltaiczne charakteryzujące się niskim czasem wykorzystania mocy (odpowiednio 2200h/a i 900h/a). Powoduje to, że duży udział mocy OZE nie będzie przekładał się bezpośrednio na udział w wytwarzaniu energii elektrycznej.

Z kolei w grupie pozostałych elektrowni i elektrociepłowni znajdują się między innymi elektrociepłownie przemysłowe (ok. 1900 MW) w większości opalane węglem kamiennym. Powoduje to, że faktyczny udział źródeł na węglu kamiennym będzie nieco wyższy niż przedstawiony na rysunku. Po uwzględnieniu mocy węglowych elektrowni przemysłowych (ok. 1200 MW), skorygowany udział źródeł na węglu kamiennym wyniesie ok. 36%.

Zmiany w strukturze mocy zainstalowanej w KSE pomiędzy końcem 2012 r. i końcem 2030 r. przedstawiają się następująco:

- udział węgla kamiennego - spadek z 53% do 36% (po korekcie)
- udział węgla brunatnego - spadek z 25,3% do 17,1%
- udział OZE - wzrost z 11,6% do 24,1%
- udział gazu ziemnego - wzrost z 2,5% do 7,5%

Uzyskane wyniki wskazują na znaczące zmiany jakie będą zachodzić w przyszłej strukturze mocy zainstalowanej i wytwarzaniu energii elektrycznej. Zmiany te podyktowane są przede wszystkim prowadzoną przez UE i polski rząd polityką energetyczną, która nakierowana jest na redukcję emisji zanieczyszczeń, dywersyfikację źródeł wytwarzania oraz zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Zgodnie z zaprezentowaną prognozą, sektor elektroenergetyczny, w którym dominuje węgiel jako główne paliwo, przechodzi transformację, w wyniku której struktura wytwarzania energii elektrycznej ulega znacznej zmianie. W wyniku dywersyfikacji wyraźnie maleje udział węgla kamiennego i brunatnego, wzrasta natomiast udział gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii, a na końcu analizowanego okresu pojawia się energetyka jądrowa.

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

Najważniejszym zagadnieniem związanym z bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej do odbiorców jest zapewnienie zrównoważonego bilansu mocy w systemie energetycznym. Przez zrównoważony bilans należy rozumieć nie tylko zapewnienie takiej ilości zdolności wytwórczych, które pokryją zapotrzebowanie na energię elektryczną, ale jeszcze dodatkowo zapewnią rezerwę mocy wytwórczych w systemie.

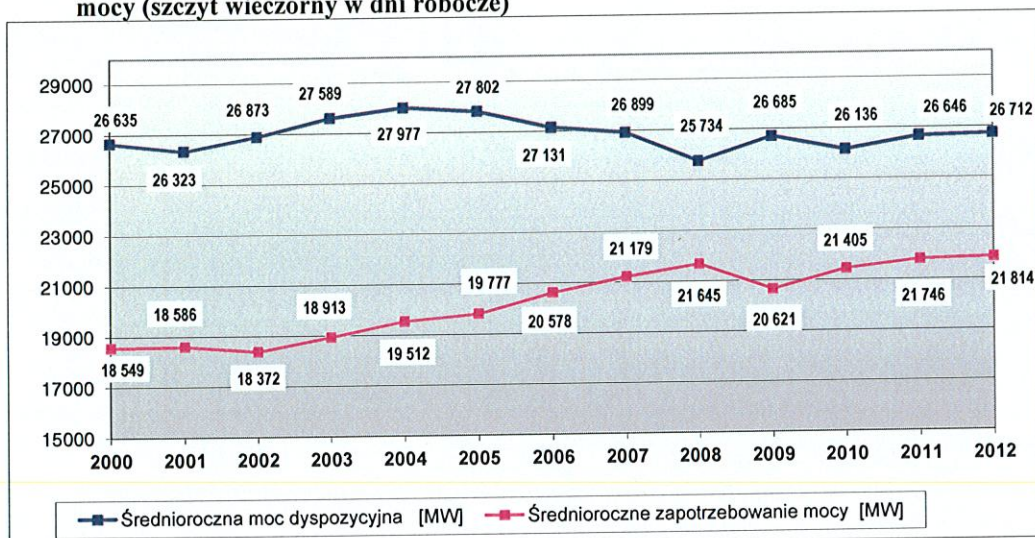
W poniższym zestawieniu oraz na wykresach przedstawiono sytuację KSE w zakresie zapotrzebowania na moc oraz możliwości jego pokrycia w latach 2000-2012.

Tabela 28. Średnioroczne wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej w KSE ze szczytu wieczornego dni roboczych

Wyszczególnienie	Lata												
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Średnioroczna moc osiągalna [MW]	33 177	33 386	33 659	33 854	34 113	34 544	34 623	34 801	34 690	34 800	35 538	36 276	37 264
Średnioroczna moc dyspozycyjna [MW]	26 635	26 323	26 873	27 589	27 977	27 802	27 131	26 899	25 734	26 685	26 136	26 646	26 712
Średnioroczne zapotrzebowanie mocy [MW]	18 549	18 586	18 372	18 913	19 512	19 777	20 578	21 179	21 645	20 621	21 405	21 746	21 814
Stosunek zapotrzebow. mocy do mocy dyspozycyjnej [%]	69,6	70,6	68,4	68,6	69,7	71,1	75,8	78,7	84,1	77,3	81,9	81,6	81,7

Źródło: PSE S.A., EM&CA

Rysunek 49. Relacja pomiędzy średnioroczną mocą dyspozycyjną i średniorocznym zapotrzebowaniem mocy (szczyt wieczorny w dni robocze)



Źródło: PSE S.A.

Z powyższych danych wynika, że w ostatnich latach średnioroczne zapotrzebowanie mocy (w szczytach wieczornych z dni roboczych) zbliża się do mocy dyspozycyjnej.

W tym okresie wzrasta wskaźnik średniorocznego zapotrzebowania mocy do mocy dyspozycyjnej KSE. Wskaźnik ten w latach 2000-2005 był na poziomie ok. 70-71%, natomiast w ostatnich latach zbliża się do 82%.

Stan taki wynika z rosnącego zapotrzebowaniem na energię elektryczną i moc szczytową przy jednoczesnym utrzymywaniu się na prawie stałym poziomie średniorocznej mocy dyspozycyjnej elektrowni.

Rysunek 50. Szczytowe krajowe zapotrzebowanie mocy w latach 2000-2012



Źródło: PSE S.A.

Uwaga- dane dotyczące maksymalnego zapotrzebowania mocy latem są prezentowane do 2002 r.

W latach 2002-2012 szczytowe krajowe zapotrzebowanie na moc w okresie zimowym wzrosło z poziomu ok. 23,2 GW do ok. 25,8 GW, to jest o ok. 11,2%. W tym samym okresie

maksymalne zapotrzebowanie na moc latem wzrosło z poziomu ok. 17 GW do ok. 21,2 GW, to jest o blisko 25%.

Obserwowana zmiana charakterystyki zapotrzebowania na moc szczytową w ciągu roku w kierunku dużego wzrostu zapotrzebowania latem utrudnia koordynację remontów planowych jednostek wytwórczych i powoduje zagrożenie wystąpienia okresowych deficytów rezerw mocy w tym okresie.

Analizę możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w horyzoncie czasowym do 2030 r. przeprowadzono dla dwóch charakterystycznych punktów pracy KSE, to jest:

- szczytowego zapotrzebowania na moc zimą,
- szczytowego zapotrzebowania na moc latem (gdy część źródeł wytwórczych jest odstawiona z powodu remontów planowych).

Na potrzeby analizy sporządzono następujące prognozy:

- szczytowego zapotrzebowania na moc zimą,
- szczytowego zapotrzebowania na moc latem,
- mocy dyspozycyjnej KSE w szczycie zapotrzebowania zimą,
- mocy dyspozycyjnej KSE w szczycie zapotrzebowania latem.

Prognozy te opracowano na podstawie analizy historycznych relacji zachodzących pomiędzy krajowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną i zapotrzebowaniem na moc szczytową oraz historycznych wskaźników dyspozycyjności uzyskiwanych przez poszczególne grupy źródeł wytwórczych. Dodatkowo wykorzystano wyniki wcześniej wykonanych prognoz: krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz bilansu mocy wytwórczych w KSE. Uwzględniono również wymaganą rezerwę operacyjną mocy ponad planowane zapotrzebowanie do pokrycia przez krajowe elektrownie.

Tabela 29. Prognoza mocy dyspozycyjnej KSE w szczycie zapotrzebowania oraz szczytowego zapotrzebowania na moc zimą

Lp	Wyszczególnienie	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2020	2025	2030
1	Szczytowe zapotrzebow. na moc zimą	25 333	25 823	26 313	26 644	26 976	27 308	27 972	30 042	33 124
2	Szczytowe zapotrzebow. z rezerwą mocy*)	27 613	28 147	28 681	29 042	29 404	29 766	30 489	32 746	36 105
3	Mocy dyspozycyjna KSE w szczycie zapotrzebow. zimą	29 076	28 758	28 586	28 239	28 303	29 880	33 168	34 125	37 295
4	Nadwyżka/niedobór mocy dyspozycyjnej (poz. 3 -2)	1 463	611	-95	-803	-1 101	114	2 678	1 380	1 190

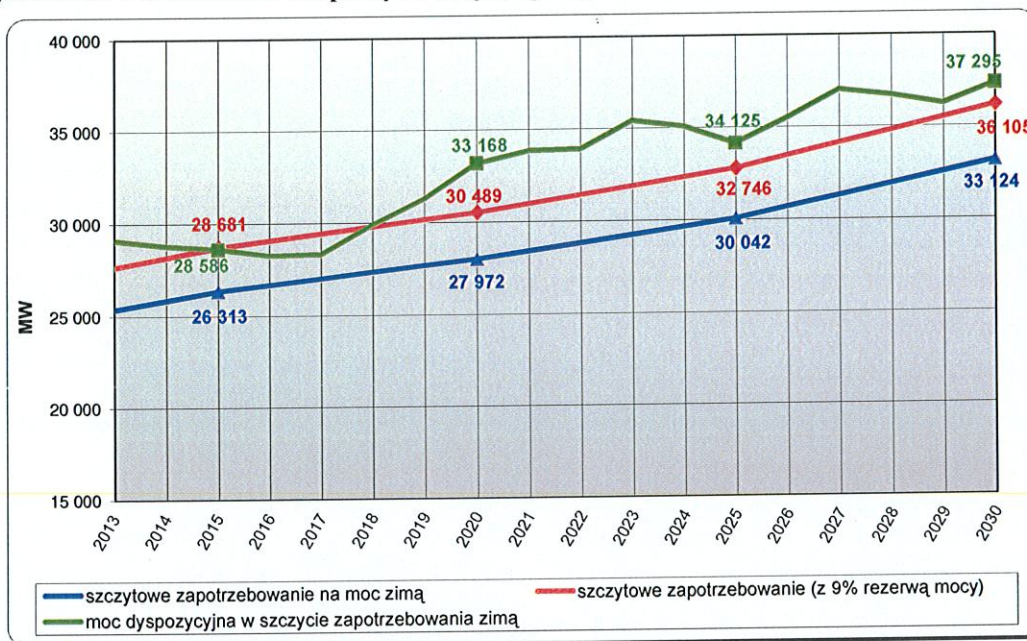
Tabela 30. Prognoza mocy dyspozycyjnej KSE w szczycie zapotrzebowania oraz szczytowego zapotrzebowania na moc latem

Lp	Wyszczególnienie	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2020	2025	2030
1	Szczytowe zapotrzebow. na moc latem	21 836	22 481	22 908	23 197	23 486	23 774	24 352	26 155	28 838
2	Szczytowe zapotrzebow. z rezerwą mocy*)	23 802	24 504	24 969	25 284	25 599	25 914	26 544	28 509	31 433
3	Mocy dyspozycyjna KSE w szczycie zapotrzebow. latem	25 507	25 175	25 170	24 761	24 915	25 884	28 566	29 645	32 673
4	Nadwyżka/niedobór mocy dyspozycyjnej (poz. 3 -2)	1 706	671	201	-523	-684	-30	2 022	1 137	1 240

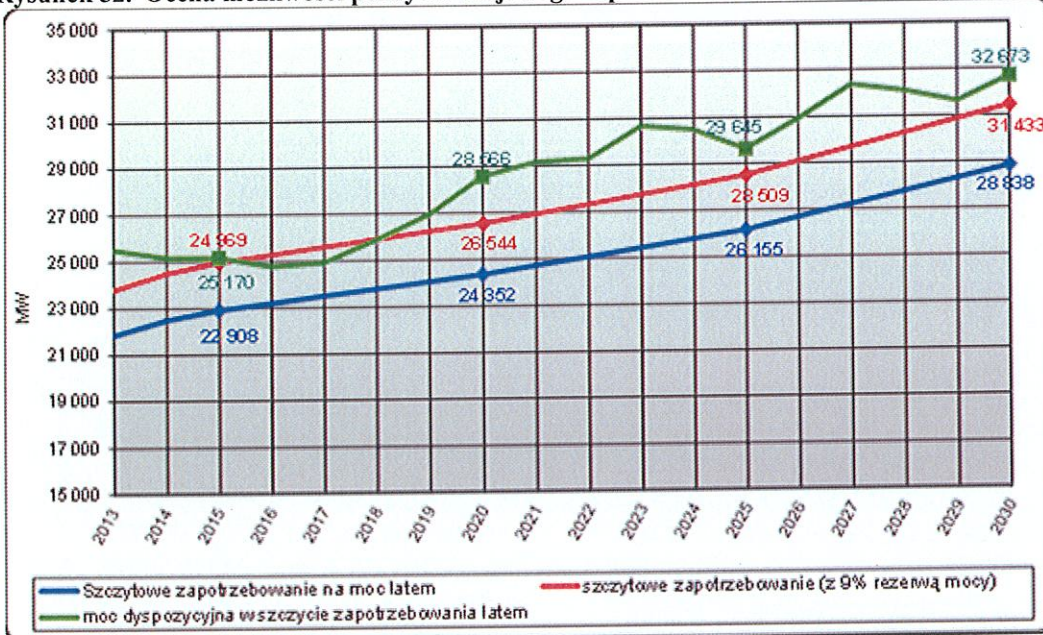
Źródło: EM&CA

*) Zgodnie z pkt. 2.1.9.2 Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej - Część - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi rezerwa operacyjna mocy wynosi 9% planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez krajowe elektrownie

Rysunek 51. Ocena możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie zimowym



Rysunek 52. Ocena możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie letnim



Źródło: EM&CA

Brak istotnych przyrostów mocy wytwórczych o wysokich wskaźnikach dyspozycyjności powoduje, że w najbliższych latach moc dyspozycyjna KSE ulega zmniejszeniu. Dotyczy to zarówno szczytu zapotrzebowania zimowego, jak i letniego.

Jednocześnie wzrasta szczytowe zapotrzebowanie na moc, co powoduje duże ryzyko wystąpienia deficytu mocy w szczycie zimowym i letnim szczególnie w latach 2016-2017.

Przy przyjętych założeniach odnośnie wycofywanych mocy oraz budowy nowych mocy wytwórczych szacowany deficyt mocy dyspozycyjnej w szczycie zapotrzebowania wynosi (pola zaznaczone kolorem żółtym w tabeli):

- dla szczytu zimowego - od ok. 95 MW w 2015 r., poprzez ok. 800 MW w 2016 r., do ok. 1100 MW w 2017 r.
- dla szczytu letniego - od ok. 520 MW w 2016 r., poprzez ok. 680 MW w 2017 r., do ok. 30 MW 2018 r.

Począwszy od 2019 r. nadwyżka mocy dyspozycyjnej nad zapotrzebowaniem wzrasta do bezpiecznego poziomu (zarówno zimą, jak i latem). Jest to wynik uruchamiania nowych jednostek wytwórczych o dużych wskaźnikach dyspozycyjności.

Dla zapewnienie dostępności odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych OSP zamierza pojąć szereg działań zaradczych mających na celu poprawę bilansu mocy w systemie w latach zagrożonych deficytem. Do działań tych należy:

- redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP - przewidywany efekt obniżenia zapotrzebowania na moc szczytową ok. 200 MW,
- operatorski import energii - przewidywany efekt wzrostu mocy dyspozycyjnej ok. 300 MW,
- korekta pola remontowego (optymalizacja terminów remontów) JWCD - przewidywany efekt wzrostu mocy dyspozycyjnej ok. 200 MW.
- uruchomienie rezerw mocy nJWCD - przewidywany efekt wzrostu mocy dyspozycyjnej ok. 300 MW,
- dalsze zwiększenie interwencyjnej rezerwy zimnej (w stosunku do przyjętej w założeniach) - przewidywany efekt wzrostu mocy dyspozycyjnej do ok. 500 MW.

Planowane działania zaradcze podejmowane przez PSE S.A. mają doprowadzić do wzrostu mocy dyspozycyjnej lub obniżenia zapotrzebowania szczytowego o łącznej mocy do 1500 MW.

Biorąc pod uwagę oszacowany w okresie szczytowych zapotrzebowań maksymalny deficyt mocy wynoszący ok. 1100 MW, można zakładać, że pomimo planowanych działań zaradczych PSE S.A. ryzyko wystąpienia niedoborów mocy dyspozycyjnej w najbliższych latach, szczególnie w okresie 2016-2017, jest realne (przy spełnieniu przyjętych założeń odnośnie wycofywanych mocy oraz tempa budowy nowych mocy wytwórczych).

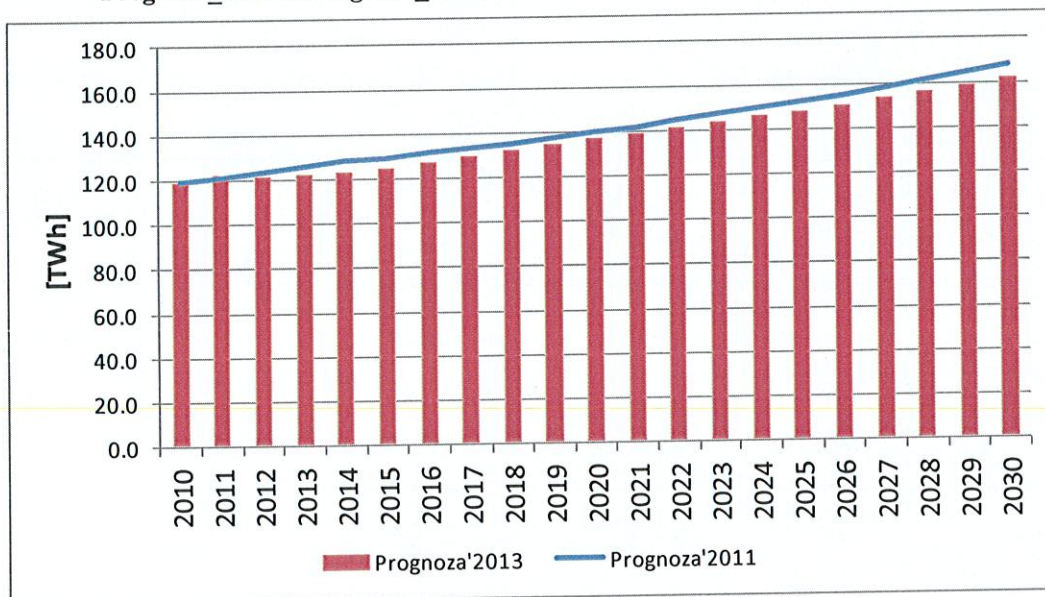
5.6. Weryfikacja wcześniejszych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną

Zmieniająca się sytuacja gospodarcza w szerszym kontekście międzynarodowym, w tym zwłaszcza tendencje na rynku energii spowodowały konieczność dokonania weryfikacji poprzednich prognoz (z lat 2009-2011) w odniesieniu do paliw i energii, wykorzystywanych m.in. w założeniach do programu *Polityka energetyczna Polski do roku 2030*.

W konstruowaniu najnowszej (czerwiec 2013 r.), zaktualizowanej prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię w perspektywie do 2030 r., zrealizowanej przez Agencję Rynku Energii S.A. na zlecenie Ministerstwa Gospodarki wykorzystano ostatnie dostępne projekcje wskaźników makroekonomicznych, demograficznych, założeń technicznych i innych czynników, jak np. ceny uprawnień emisji CO₂, wpływających na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe oraz przyszłą strukturę wytwarzania.

W analizowanym okresie nastąpi wzrost zapotrzebowania na finalną energię elektryczną o około 36%, tj. z poziomu 119,1 TWh w 2010 r. do 161,4 TWh, co oznacza średnioroczne tempo wzrostu na poziomie 1,5%. Zwiększenie zapotrzebowania dotyczy wszystkich sektorów, przy czym w największym stopniu sektora handlu i usług (wzrost o 46%) oraz w dalszej kolejności - gospodarstw domowych (o 33%) i przemysłu (o 28%). Wyniki uaktualnienia, wskazują na nieznaczne obniżenie prognozowanych wartości w stosunku do wcześniejszej prognozy ARE S.A. z 2011 r.

Rysunek 53. Porównanie wyników prognoz finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną Proгноza_2013 vs Proгноza_2011



Źródło: ARE S.A.

Powyższe dane dotyczące wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną są zgodne z uaktualnionymi ocenami PSE S.A. w zakresie zapotrzebowania na moc szczytową. Przewidują one bowiem dwa scenariusze średniorocznego wzrostu zapotrzebowania na ww. moc:

- o 1,5% do 2028 r.,
- o 1,1% w okresie do 2030 r, przy czym do 2020 r. wzrost ten ma wynieść 0,85%.

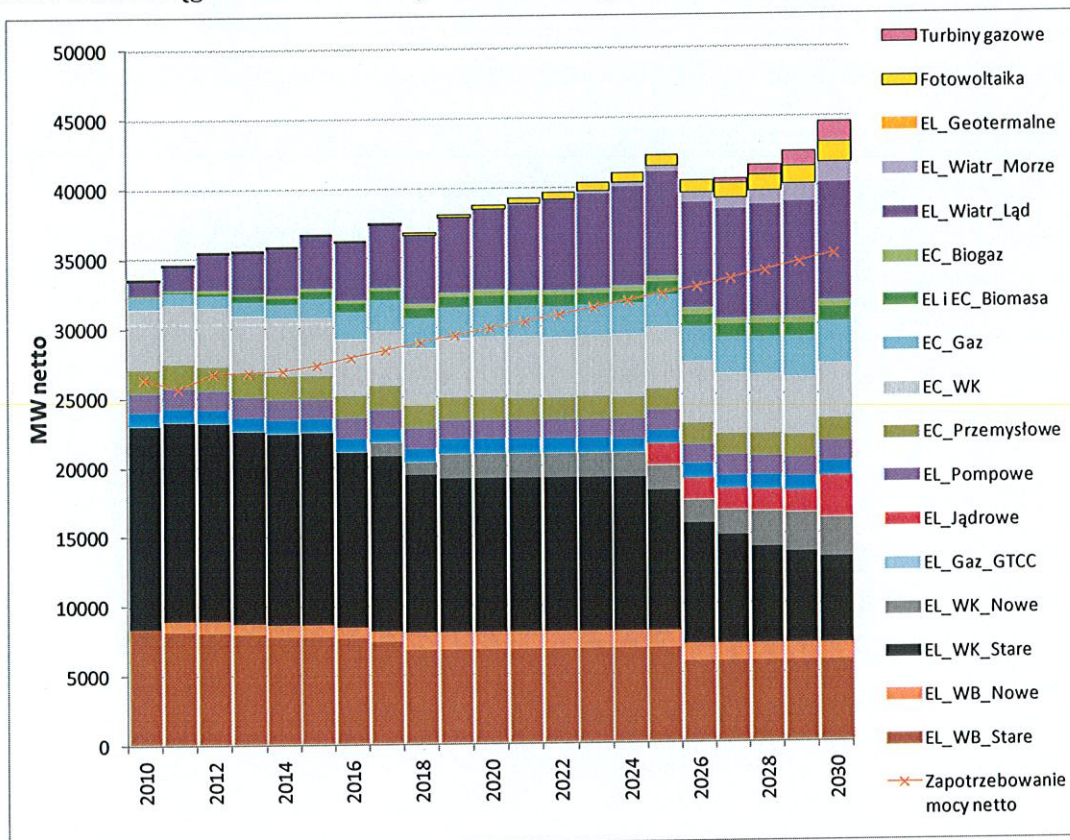
Oceny te, pokazują także, że w związku ze wspomnianym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz przewidywanymi wyłączeniami jednostek wytwórczych, postępujący w czasie wzrost problemów Operatora Sieci Przesyłowej ze zbilansowaniem systemu. Dział tak się będzie, pomimo uwzględnienia w ocenach oczekiwanego przyrostu mocy wynikającego z planów budowy nowych jednostek wytwórczych. Problemy te z sposób znaczący zmniejszą planowaną budowę elektrowni jądrowych.

Zapewnienie takiej wielkości produkcji energii elektrycznej po racjonalnych kosztach i przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska będzie wymagało budowy nowych źródeł w różnych technologiach o niskiej emisji CO₂, w tym wysokosprawnych źródeł węglowych, jądrowych, gazowych i odnawialnych.

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują, że w scenariuszu zakładającym kontynuację obecnie prowadzonej polityki energetycznej, w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie 2030 r. należy oczekiwać istotnych zmian. W omawianym scenariuszu moc osiągalna netto źródeł wytwarzania rośnie z 33,5 GW w 2010 r. do ok. 44,5 GW (wzrost o ok. 33%). Znacząco zmniejsza się rola elektrowni systemowych zasilanych paliwami węglowymi - ich udział w mocy zainstalowanej netto ulega redukcji z ok. 69% w 2010 r. do 37% w 2030 r. Wzrasta natomiast udział źródeł odnawialnych - szczególnie elektrowni wiatrowych - głównie budowanych na lądzie, oraz elektrociepłowni (zasilanych gazem ziemnym). Łącznie źródła odnawialne stanowią będą ok. 30% mocy zainstalowanej w KSE. Należy podkreślić, że rzeczywisty rozwój OZE w takiej skali - w szczególności elektrowni słonecznych i morskich farm wiatrowych uwarunkowany jest znaczącymi subsydiami dla

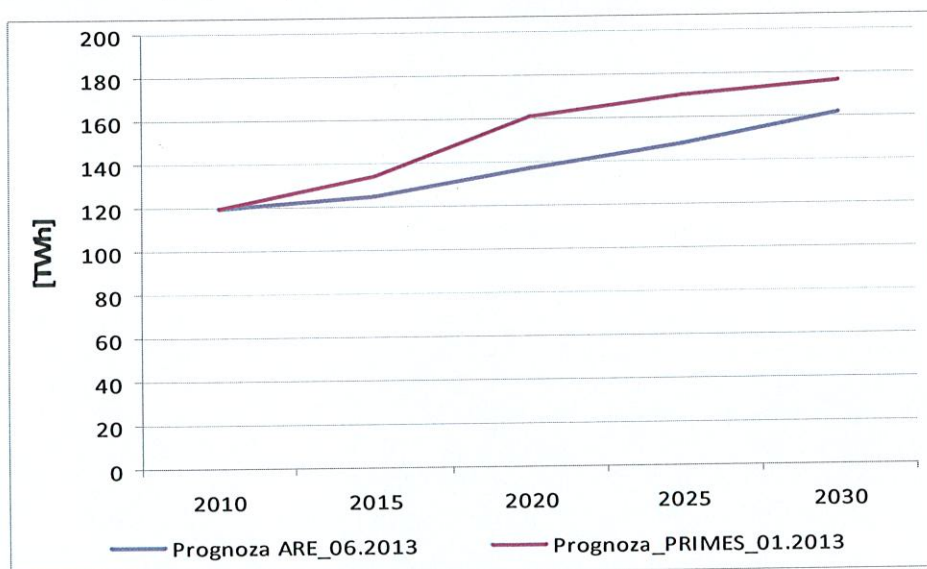
tego typu technologii. W warunkach rynkowych źródła te nie są w stanie obecnie konkurować z konwencjonalnymi źródłami systemowymi lub elektrowniami jądrowymi.

Rysunek 54. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii



Źródło: ARE S.A.

Rysunek 55. Porównanie prognoz zapotrzebowania na finalną energię elektryczną



Źródło:

1. "Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030", Ministerstwo Gospodarki, czerwiec, 2013 r.
2. Poland Reference Scenario. Detailed Analytical Results. PRIMES Ver. 4 Energy Model. National Technical University of Athens, 7 stycznia.2013 r.

6. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej

6.1. Praca KSE w latach 2011-2012

W latach 2011-2012 miały miejsce następujące zjawiska charakteryzujące KSE (w szczytach wieczornych dni roboczych):

- nastąpił wzrost średniorocznej mocy osiągalnej KSE o 2,7% (z 36 276 MW w 2011 r. do 37 264 MW w 2012 r.). Przyrost ten był wynikiem wzrostu mocy osiągalnej nJWCD dzięki oddawaniu do eksploatacji nowych źródeł odnawialnych.
- nastąpił wzrost średniorocznej mocy dyspozycyjnej KSE o 0,2% (z 26 646 MW w 2011 r. o 26 712 MW w 2012 r.).
- nastąpił wzrost średniorocznego zapotrzebowania na moc o 0,3% (z 21 746 MW w 2011 r. do 21 814 MW w 2012 r.).
- Stosunek zapotrzebowania mocy do mocy dyspozycyjnej nieznacznie wzrósł z 81,6% w 2011 r. do 81,7% w 2012 r.

Na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej mają wpływ następujące czynniki:

- możliwości obciążenia linii w wyższych temperaturach otoczenia,
- gęstość sieci i jednostek wytwórczych w wybranych częściach kraju,
- pobór mocy biernej z sieci NN i WN oraz SN,
- niekorzystny wpływ systemów elektroenergetycznych krajów sąsiednich.

Zagrożenia dla stabilności pracy KSE pojawić się mogą w przypadku nałożenia się na siebie kilku niekorzystnych czynników, takich jak: skrajnie wysokie zapotrzebowanie na moc, anomalie pogodowe, wyłączenie dużej liczby elementów sieci lub jednostek wytwórczych, oddziaływanie przepływów mocy z krajów sąsiednich.

W latach 2011-2012 nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w KSE.

Łączna ilość niedostarczonej energii elektrycznej z powodu awarii sieciowych, oraz awarii z powodu złych warunków atmosferycznych wyniosła:

- w 2011 r. - ok. 16,63 GWh i była o 9,72 GWh niższa niż w 2010 r.
- w 2012 r. - ok. 10,01 GWh i była o 6,62 GWh niższa niż w 2011 r.

W 2011 r. największe ograniczenia dostaw energii elektrycznej wystąpiły w listopadzie i wynosiły 5,27 GWh. Ograniczenia te związane były głównie z awariami sieciowymi z powodu złych warunków atmosferycznych - 5,22 GWh. Wielkość ograniczeń spowodowanych warunkami atmosferycznymi stanowiła w 2011 r. ok. 89% rocznej wielkości ograniczeń dostaw.

W 2012 r. największe ograniczenia dostaw energii elektrycznej związane z awariami sieciowymi wystąpiły w lipcu i wynosiły 4,09 GWh. Ograniczenia te związane były głównie z awariami sieciowymi sieci dystrybucyjnych z powodu złych warunków atmosferycznych - 3,87 GWh. Wielkość ograniczeń w sieci dystrybucyjnej, spowodowanych warunkami atmosferycznymi stanowiła w 2012 r. około 86% rocznej wielkości ograniczeń dostaw.

Największe zagrożenie wystąpienia rozległej awarii sieciowej, w przypadku nałożenia się niekorzystnych warunków pracy sieci elektroenergetycznej, dotyczy północnej części KSE. Sytuacja ta jest spowodowana mniejszą w stosunku do południowej części KSE ilością źródeł wytwórczych, a także mniejszą gęstością sieci.

Czynnikiem wpływającym szczególnie niekorzystnie na pracę KSE w okresie zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną, jest nadmiar generowanej mocy biernej w stosunku

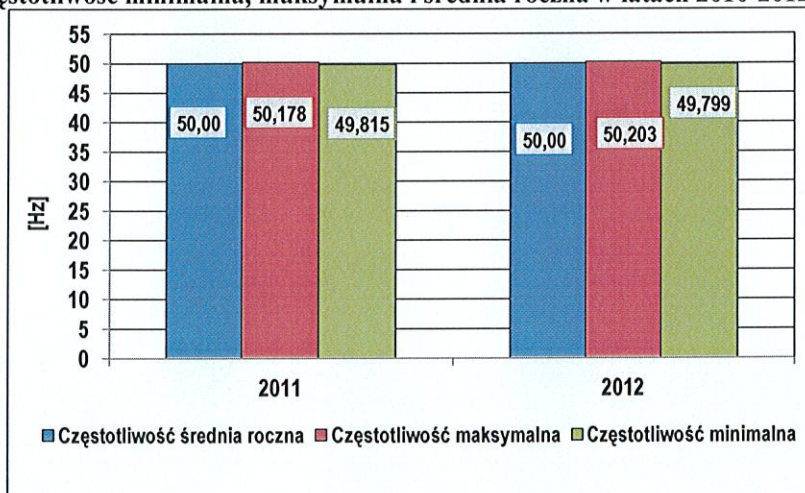
do zapotrzebowania. W celu zapobiegania nadmiernemu wzrostowi napięć w sieciach NN i WN konieczna jest instalacja w sieci 110 kV oraz sieci przesyłowej dodatkowych dławików kompensacyjnych. W skrajnych sytuacjach konieczne stają się wyłączenia słabo obciążonych linii.

Kolejnym zagrożeniem dla stabilnej pracy KSE w warunkach zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną jest ograniczona przepustowość linii 220 kV i 400 kV w wyższych temperaturach. Istotnym problemem jest także termiczna obciążalność linii 110 kV, należących do spółek dystrybucyjnych. Ograniczona przepustowość linii przesyłowych jest spowodowana między innymi ich stanem technicznym i strukturą wiekową.

Poważnym ograniczeniem zdolności przesyłowych KSE a także połączeń na zachodzie są przepływy kołowe zwane także karuzelowymi, tj. nieplanowe przepływy energii elektrycznej przez KSE, wynikające z generacji energii w elektrowniach wiatrowych w Niemczech. Przepływy te ograniczają możliwości importowe i eksportowe KSE, obciążając linie 400 kV i 220 kV, łączące Polskę z niemieckim systemem elektroenergetycznym. PSE S.A. czyni starania we współpracy z niemieckim OSP w celu uregulowania kwestii przepływów nieplanowych poprzez ich ograniczenie w sposób bezinwestycyjny (wirtualny przesuwnik fazowy, czyli umowa międzyoperatorska) lub inwestycyjny (przesuwnik fazowy, tj. urządzenia umożliwiające w pewnym zakresie ograniczenia przepływu energii przez linie przesyłowe).

Istotnym problemem KSE jest wzrastająca liczba wniosków przyłączeniowych dla OZE w północnym rejonie Polski. Wnioski te dotyczą w głównej mierze źródeł generacji wiatrowej, których moc zainstalowana rośnie w bardzo szybkim tempie (z 1180 MW na koniec 2010 r., poprzez 1616 MW na koniec 2011 r., do 2496 MW na koniec 2012 r.). Z dynamicznym rozwojem energetyki wiatrowej związane są kwestie wyprowadzenia mocy do KSE oraz zapewnienia mocy rezerwowych dla pracujących w ograniczonym zakresie jednostek generacji wiatrowej. Jednym z najistotniejszych parametrów opisującym pracę systemu elektroenergetycznego oraz stan równowagi pomiędzy generacją i odbiorem energii elektrycznej w KSE jest częstotliwość napięcia (mierzona w [Hz]).

Rysunek 56. Częstotliwość minimalna, maksymalna i średnia roczna w latach 2010-2012



Źródło: PSE S.A.

Do 1986 r. średnia częstotliwość roczna była poniżej 50 Hz, co świadczy o występującym w tym okresie deficycie mocy w systemie „Mir” (do którego należał polski system elektroenergetyczny)

W następnych latach, z wyjątkiem 1991 r., średnia częstotliwość była równa lub nieznacznie większa od 50 Hz. Od 1995 r. KSE pracuje synchronicznie z systemami

elektroenergetycznymi zachodniej i południowej Europy. Przez ostatnie siedemnaście lat znacznie zmniejszyły się chwilowe i średnie odchyłki częstotliwości od wartości bazowej.

Charakterystyka pracy KSE w latach 2011-2012 pod względem częstotliwości przedstawia się następująco:

- rok 2011:
 - średnia roczna częstotliwość - 50,000 Hz,
 - wartość chwilowa częstotliwości maksymalnej - 50,178 Hz,
 - wartość chwilowa częstotliwości minimalnej - 49,815 Hz.
- rok 2012:
 - średnia roczna częstotliwość - 50,000 Hz,
 - wartość chwilowa częstotliwości maksymalnej - 50,203 Hz,
 - wartość chwilowa częstotliwości minimalnej - 49,799 Hz.

Najwyższą odchyłkę częstotliwości od częstotliwości bazowej zanotowano w dniu 4 listopada 2006 r., kiedy to w wyniku awarii w systemach UCTE wartość chwilowa częstotliwości maksymalnej wyniosła 50,623 Hz.

6.2. Praca linii najwyższych napięć w latach 2011-2012

W poniższej tabeli przedstawiono informacje dotyczące wyłączeń linii 750 kV, 400 kV i 220 kV w latach 2010-2012

Tabela 31. Zestawienie zbiorcze wyłączeń linii 750 kV, 400 kV, 220 kV w latach 2010-2012

Lp.	Wyszczególnienie	Jedn.	2010	2011	2012	Dynamika 2012/2011 [%]
1	Sumaryczna długość linii na koniec okresu	km	12 638,60	12 477,50	12 822,20	102,8
2	Łączna ilość odcinków linii na koniec okresu	szt.	269	268	274	102,2
3	Sumaryczna długość wyłączonych linii	km	12 466	12 256	12 477	101,8
4	Ilość wyłączonych odcinków linii	szt.	201	199	204	102,5
5	Ilość wyłączonych linii	szt.	1 469	1 518	1 668	109,9
6	Średnia liczba wyłączeń na odcinku linii	szt.	7,31	7,63	8,18	107,2
7	Średnia liczba wyłączeń na 100 km linii	szt.	11,78	12,39	13,37	107,9
8	Czas trwania wyłączeń linii	h	81 971	91 476	69 851	76,4
9	Średni czas trwania wyłączeń na odcinku linii	h	407,81	459,68	342,41	74,5
10	Średni czas trwania wyłączeń na 100 km linii	h	657,57	746,36	559,85	75,0
11	Dostępność linii	%	96,92	96,49	97,49	-

Źródło: PSE S.A.

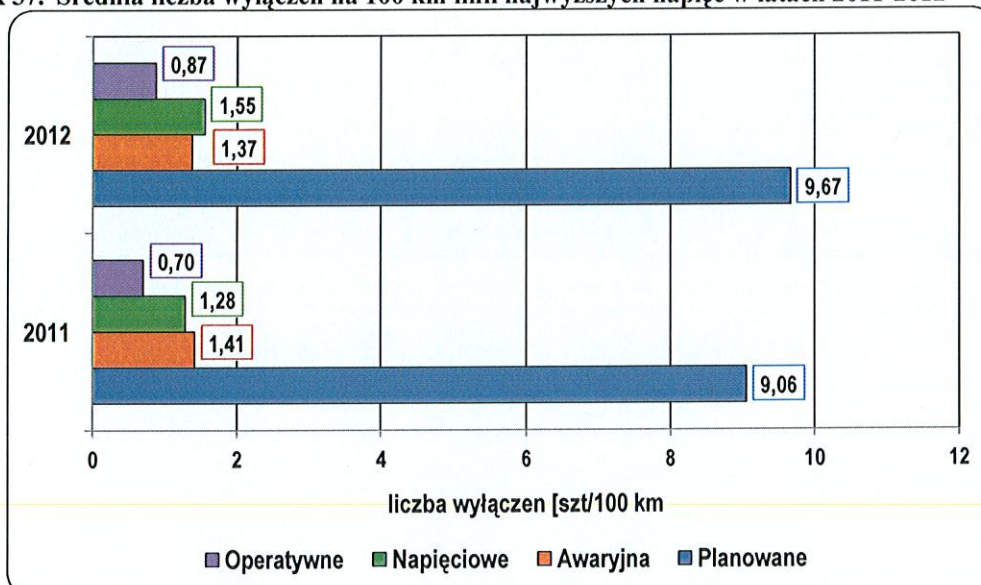
W 2012 r. wskaźnik dostępności linii najwyższych napięć wyniósł 97,49% i był wyższy od wskaźników uzyskiwanych w latach wcześniejszych (96,49% w 2011 r. i 96,92% w 2010 r.).

W 2012 r. średnia liczby wyłączeń na odcinku linii oraz na 100 km linii była wyższe o ponad 7% w porównaniu do 2011 r., jednakże czasy trwania wyłączeń bardzo wyraźnie zmniejszyły się (o ok. 25% w stosunku do 2011 r.)

Wskaźniki dostępności linii i najwyższych napięć, w podziale na poszczególne kategorie przedstawiały się w latach 2011-2012 następująco ze względu na:

- wyłączenia awaryjne - 99,93 % w 2011 r. oraz 99,89% w 2012 r.
- wyłączenia napięciowe - 99,61 % w 2011 r. oraz 99,61% w 2012 r.
- wyłączenia operatywne - 99,56 % w 2011 r. oraz 99,53% w 2012 r.
- wyłączenia planowe - 97,00 % w 2011 r. oraz 98,06% w 2012 r.
- wszystkie rodzaje wyłączeń - 96,49 % w 2011 r. oraz 97,49% w 2012 r.

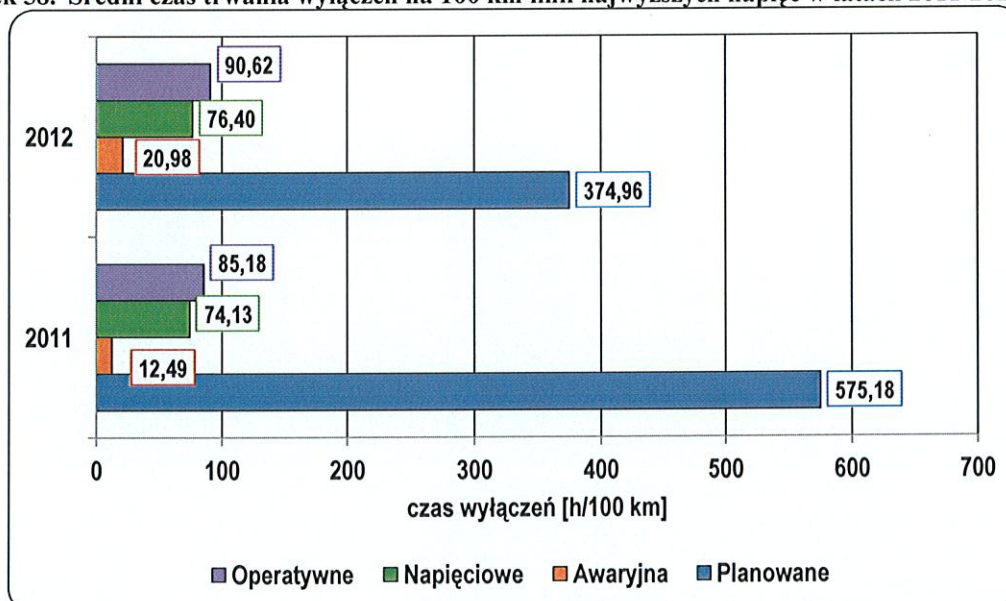
Rysunek 57. Średnia liczba wyłączeń na 100 km linii najwyższych napięć w latach 2011-2012



Źródło: PSE S.A.

Wskaźniki liczby wyłączeń linii najwyższych napięć na 100 km w 2012 r. były wyższe w porównaniu z 2011 r. w zakresie wyłączeń planowych, napięciowych oraz operatywnych. Natomiast wskaźnik wyłączeń awaryjnych zmniejszył się z 1,41 w 2011 r. do 1,37 w 2012 r.

Rysunek 58. Średni czas trwania wyłączeń na 100 km linii najwyższych napięć w latach 2011-2012



Źródło: PSE S.A.

Wskaźniki czasu trwania wyłączeń linii najwyższych napięć na 100 km w 2012 r. były krótsze w porównaniu z 2011 r. w zakresie wyłączeń planowych. Natomiast wskaźniki wyłączeń awaryjnych, operatywnych i napięciowych nieco wzrosły. Średni czas trwania wyłączeń na odcinku linii zmniejszył się w 2012 r. o ok. 25% w porównaniu do 2011 r.

6.3. Praca transformatorów najwyższych napięć w latach 2011- 2012

W poniższej tabeli przedstawiono informacje dotyczące wyłączeń transformatorów najwyższych napięć (750 kV, 400 kV i 220 kV) w latach 2010-2012.

Tabela 32. Zestawienie wyłączeń transformatorów 750 kV, 400 kV, 220 kV w latach 2010-2012

Lp.	Wyszczególnienie	Jedn.	2010	2011	2012	Dynamika 2012/2011[%]
1	Sumaryczna moc wszystkich transformatorów	MVA	42 687	43 462	45 822,00	105,4
2	Łączna ilość transformatorów	szt	193	195	202	103,6
3	Sumaryczna moc wyłączanych transformatorów	MVA	41 752	42 787	44 872	104,9
4	Średnia moc wyłączanych transformatorów	MVA	222	225	229	101,8
5	Ilość wyłączanych transformatorów	szt.	188	190	196	103,2
6	Ilość wyłączeń transformatorów	szt.	905	973,00	1 091	112,1
7	Średnia liczba wyłączeń transformatorów	szt.	4,81	5,12	5,57	108,8
8	Średnia liczba wyłączeń transformatorów na 100 MVA mocy	szt.	2,17	2,27	2,43	107,0
9	Czas trwania wyłączeń transformatorów	h	81 818	61 097	82 576	135,2
10	Średni czas trwania wyłączeń transformatorów	h	435,20	321,56	421,3	131,0
11	Średni czas trwania wyłączeń na 100 MVA mocy	h	195,96	142,79	184,02	128,9
12	Dostępność transformatorów	%	95,16	94,42	93,35	-

Źródło: PSE S.A.

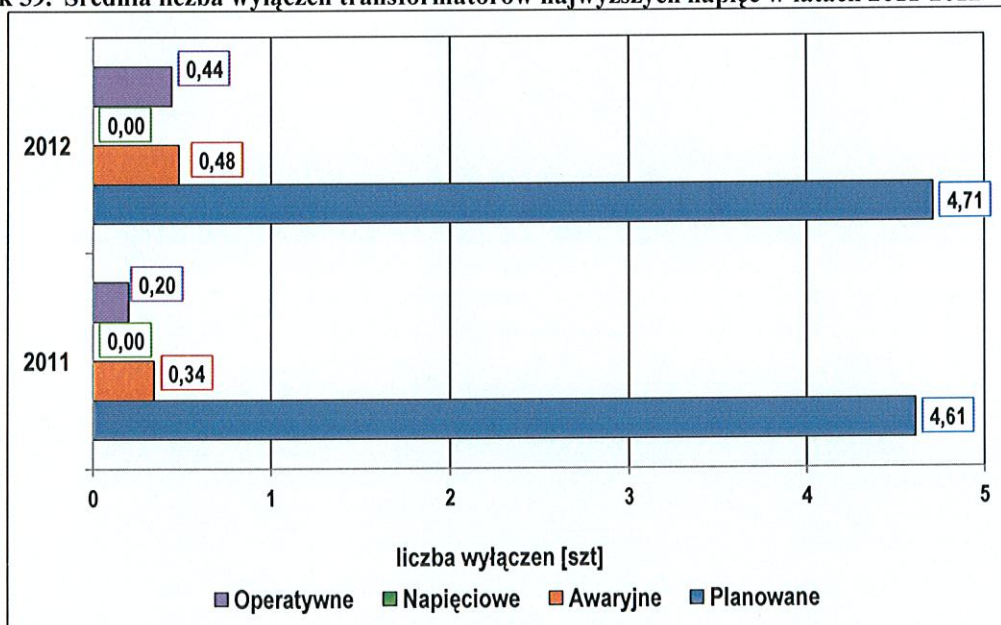
W 2012 r. wskaźnik dostępności transformatorów najwyższych napięć wyniósł 93,35% i był niższy od wskaźników uzyskiwanych w latach wcześniejszych (94,42% w 2011 r. i 95,16% w 2010 r.).

W 2012 r., w porównaniu do 2011 r., wyraźnie wzrosła liczba wyłączeń transformatorów oraz czas trwania tych wyłączeń.

Wskaźniki dostępności transformatorów najwyższych napięć, w podziale na poszczególne kategorie przedstawiały się w latach 2011-2012 następująco ze względu na:

- wyłączenia operatywne - 99,98 % w 2011 r. oraz 99,92% w 2012 r.,
- wyłączenia awaryjne - 98,81 % w 2011 r. oraz 98,34% w 2012 r.,
- wyłączenia planowe - 97,63 % w 2011 r. oraz 96,97% w 2012 r.,
- wszystkie rodzaje wyłączeń - 96,42 % w 2011 r. oraz 95,35% w 2012 r.

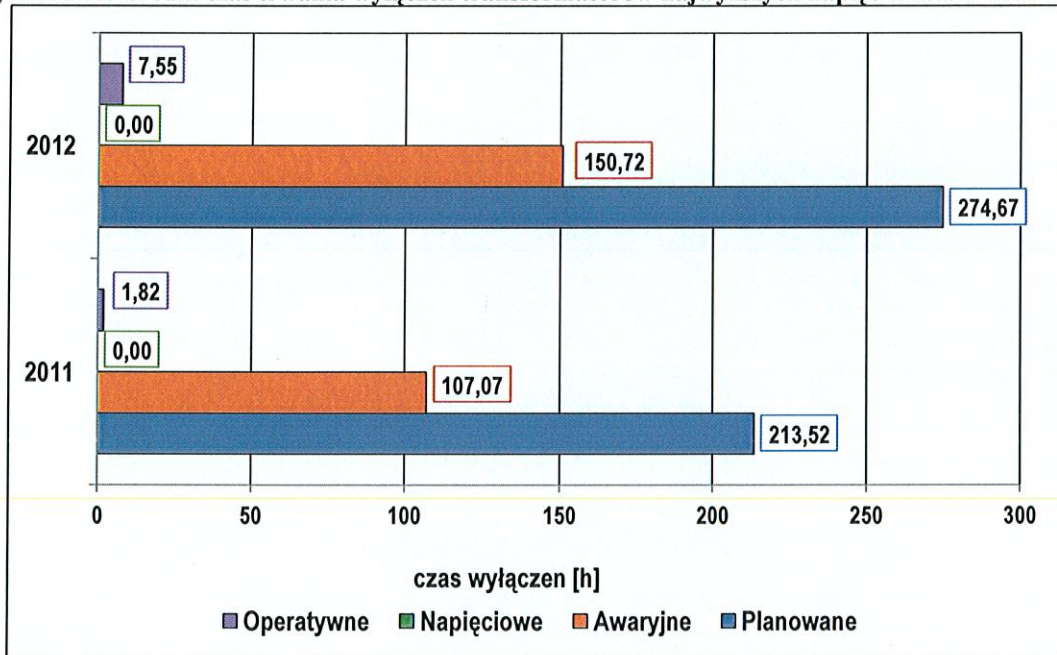
Rysunek 59. Średnia liczba wyłączeń transformatorów najwyższych napięć w latach 2011-2012



Źródło: PSE S.A.

Wskaźniki liczby wyłączeń transformatorów najwyższych napięć w 2012 r. były wyższe w porównaniu z 2011 r. we wszystkich kategoriach (wyłączeń planowych, awaryjnych, oraz operatywnych).

Rysunek 60. Średni czas trwania wyłączeń transformatorów najwyższych napięć w latach 2011-2012



Źródło: PSE S.A.

Wskaźniki czasu trwania wyłączeń transformatorów w 2012 r. były dłuższe w porównaniu z 2011 r. we wszystkich kategoriach (wyłączeń planowych, awaryjnych, oraz operacyjnych).

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

7.1. Usługi systemowe jako narzędzie bilansowania KSE

OSP jest odpowiedzialny za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienie dostępności odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii.

Realizując powyższe zadania OSP dokonuje między innymi zakupu usług systemowych. Usługi systemowe stanowią jedno z podstawowych narzędzi umożliwiających OSP zapewnienie wymaganych standardów ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców, przy zachowaniu wymaganych parametrów jakościowych tej energii.

Katalog usług systemowych został zdefiniowany w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi pkt. 2.1.9.

JWCD wykonują działania regulacyjne mieszczące się w katalogu Regulacyjnych Usług Systemowych (RUS), w skład których wchodzi:

- Operacyjna rezerwa mocy - są to zdolności wytwórcze JWCD zapewniające wymaganą, nadwyżkę planistyczną mocy dostępnej dla OSP ponad zapotrzebowanie do pokrycia przez elektrownie krajowe. Zdolnościami wytwórczymi JWCD nominowanymi do operacyjnej rezerwy mocy są wszystkie zdolności wytwórcze nieobjęte umowami sprzedaży energii, dostępne dla OSP ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz warunki pracy sieci.
- Udział w regulacji pierwotnej częstotliwości – uczestniczą w niej bloki wyposażone w odpowiednie układy regulacji. Przedmiotem zakupu przez OSP jest udział JWCD w regulacji pierwotnej polegający na pracy bloku z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem regulacji pierwotnej.
- Udział w regulacji wtórnej częstotliwości - uczestniczą w niej JWCD wyposażone w odpowiednie układy regulacji. Przedmiotem zakupu przez OSP jest udział JWCD w regulacji wtórnej polegający na pracy bloku z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem regulacji wtórnej.
- Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej - w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej uczestniczą bloki wyposażone w automatyczne układy regulacji napięć w węzłach wytwórczych ARNE. Zdolność do udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej oznacza utrzymywanie sprawnych układów ARNE. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich JWCD.
- Praca z zaniżeniem (poniżej minimum technicznego bloku) lub z przeciążeniem (powyżej maksimum technicznego bloku).

RUS są przedmiotem obrotu na rynku technicznym energii elektrycznej.

OSP w ramach działań regulacyjnych, wykorzystując zgłoszone oferty bilansujące, ma prawo do przywołania do ruchu bloku, który musi zostać uruchomiony ze względu na wymuszenia sieciowe. W takiej sytuacji OSP płaci za uruchomienie JWCD oraz za wytworzoną energię poza umową sprzedaży (bez kontraktu sprzedaży energii). Również koszty zapewnienia operacyjnej rezerwy mocy oraz koszty związane z regulacją pierwotną i wtórną ponoszone są przez OSP.

Oprócz przedstawionych powyżej RUS, OSP dokonuje również zakupu następujących usług systemowych:

- usługi uruchomienia Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych,
- RUS w zakresie rezerwy interwencyjnej obejmujących: pagę interwencyjną, interwencyjną rezerwę zimną oraz redukcję zapotrzebowania na polecenie OSP,
- usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (generacja wymuszona względami sieciowymi - GWS),
- usługi odbudowy KSE.

Z punktu widzenia pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną szczególnego znaczenia nabierają omówione poniżej regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej.

7.1.1. Usługa rezerwy interwencyjnej zimnej

W związku z dużym ryzykiem wystąpienia w najbliższych latach deficytu mocy w szczycie zapotrzebowania, podjęte zostały przez OSP prace nad wdrożeniem nowego typu usługi systemowej - interwencyjnej rezerwy zimnej.

W koncepcji tej chodzi o zwiększenie mocy dyspozycyjnej KSE poprzez utrzymanie w zimnej rezerwie niektórych bloków energetycznych przewidzianych do odstawienia w 2015 r. ze względu na niespełnianie standardów emisyjnych Dyrektywy IED.

Nowe zastrzone standardy emisji zanieczyszczeń, będą obowiązywały od 1 stycznia 2016 r. Jednakże do końca 2023 r. instalacje spalania mogą być zwolnione z konieczności spełnienia standardów emisyjnych IED, jeżeli w tym okresie nie będą eksploatowane przez więcej niż 17 500 godzin. W tym czasie źródła spełniać będą standard emisyjny Dyrektywy LCP, obowiązujący je w dniu 31 grudnia.2015 r.

Bloki objęte zimną rezerwą interwencyjną zostaną zgłoszone do powyższej derogacji, co umożliwi utrzymanie ich w ruchu przez 17,5 tys. godzin pracy, w nieprzekraczalnym okresie do końca 2023 r. Jednostki te utrzymywane będą w gotowości do uruchomienia i wytwarzania energii elektrycznej na polecenie OSP w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE.

Usługi interwencyjnej rezerwy zimnej będą świadczone przez wytwórców odpłatnie, na podstawie umów zawartych z OSP.

Obecnie prowadzone są analizy mające na celu oszacowanie mocy kontraktowanej w przyszłości rezerwy zimnej.

Przykładowych potencjalnych, usługodawców wraz z ich mocami osiągalnymi przedstawiono poniżej.

- PGE GiEK S.A.:
 - Elektrownia Dolna Odra, blok nr 1 - 222 MW oraz blok nr 2 - 232 MW
- TAURON Wytwarzanie S.A.:
 - Elektrownia Łagisza, blok nr 5 - 120 MW
 - Elektrownia Siersza, blok nr 3 - 123 MW, blok nr 5 - 120 MW, blok nr 6 - 128 MW
 - Elektrownia Stalowa Wola, bloki nr 7 i nr 8 - po 120 MW
- Elektrownia Skawina S.A., blok nr 3 - 110 MW

Dla realizacji przedsięwzięcia wprowadzono stosowne zmiany w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Zmiany te zawarte w karcie aktualizacji nr CB/3/2012 IRiESP zostały zatwierdzone decyzją Prezesa URE nr DPK 4320-2(13)/2010/2012/LK z dnia 14 grudnia 2012 r.

Założenia dotyczące wdrożenia koncepcji interwencyjnej rezerwy zimnej:

- Usługi interwencyjnej rezerwy zimnej mogą być świadczone przez centralnie dysponowane jednostki wytwórcze ciepłe, którym zostanie przyznane prawo do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych Dyrektywy IED.
- Zakup usług następować będzie w trybie konkurencyjnym (przetarg).
- Jednostki objęte usługą nie będą mogły pracować na rynku.
- Rozpoczęcie świadczenia usługi nastąpi od 2016 r. (mogą pojawić się odstępstwa od tej reguły).
- Przewidywany czas trwania umowy wynosi 4 lata.
- Podział kosztów usługi na część stałą wynikającą z niezbędnych nakładów inwestycyjnych pozwalających na wydłużenie czasu pracy jednostek oraz bieżące koszty stałe.
- Pokrycie kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej.
- Przewidywany roczny czas pracy - 1000 godzin.
- Możliwość uruchomienia w czasie do 17 godzin od polecenia przekazanego przez OSP.
- Przewidywana ilość rozruchów - do 5 rozruchów w ciągu tygodnia.

W dniu 6 czerwca 2013 r. PSE S.A uruchomiły postępowanie przetargowe na zakup usługi interwencyjnej rezerwy zimnej.

Postępowanie prowadzone jest w trybie negocjacji z ogłoszeniem ustawy - *Prawo zamówień publicznych*.

Przedmiot zamówienia został podzielony na:

- I część - JWCD o łącznej mocy osiągalnej zawierającej się w przedziale 100-200 MW;
- II część - JWCD o łącznej mocy osiągalnej zawierającej się w przedziale 200-300 MW;
- III część - JWCD o łącznej mocy osiągalnej zawierającej się w przedziale 250-400 MW;
- IV część - JWCD o łącznej mocy osiągalnej zawierającej się w przedziale 200-460 MW.

Przewidywany czas realizacji usługi: od 1 stycznia 2016 r. do 31 grudnia 2017 r. chyba, że Zamawiający przed upływem powyżej wskazanego okresu złoży oświadczenie o przedłużeniu Umowy o okres kolejnych 2 lat, to jest do 31 grudnia 2019 r.

Rozstrzygnięcie przetargu i zawarcie umów na świadczenie usługi interwencyjnej rezerwy zimnej ma nastąpić w 2013 r., natomiast sama usługa będzie świadczona od 2016 r.

7.1.2. Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP

Usługa redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP jest jedną z usług systemowych o charakterze interwencyjnym, stosowaną w sytuacji ryzyka niebilansowania systemu elektroenergetycznego i stanowi jeden z elementów obrony KSE przed zakłóceniami o charakterze nadzwyczajnym.

Bilansowanie KSE dotychczas oparte było wyłącznie na potencjale źródeł wytwórczych. Reakcja strony popytowej jest narzędziem dotychczas niewykorzystywanym, a pozwalającym na znaczne ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną.

W 2012 r. OSP ogłosił dwa postępowania przetargowe na zakup usługi „Praca Interwencyjna: Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP”, skierowane do dużych odbiorców energii elektrycznej, którzy w stosunkowo krótkim czasie są w stanie ograniczyć pobór mocy.

Pierwsze postępowanie, które zostało ogłoszone we wrześniu 2012 r. nie zostało rozstrzygnięte, ponieważ zaproponowane oferty przekraczały kwotę, jaką OSP przewidział na realizację tego zamówienia.

Drugi przetarg ogłoszony został w grudniu 2012 r. W przetargu tym przedmiot zamówienia został podzielony na 8 części (pakietów):

- Pakiet IA - redukcja w przedziale od 10 MW do 20 MW w okresie od października do marca.
- Pakiet IB - redukcja w przedziale od 10 MW do 20 MW w okresie do kwietnia września.
- Pakiet IIA – redukcja w przedziale od 21 MW do 35 MW w okresie od października do marca.
- Pakiet IIB - redukcja w przedziale od 21 MW do 35 MW w okresie do kwietnia września.
- Pakiet IIIA - redukcja w przedziale od 36 MW do 55 MW w okresie od października do marca.
- Pakiet IIIB - redukcja w przedziale od 36 MW do 55 MW w okresie do kwietnia września.
- Pakiet IVA - redukcja w przedziale od 56 MW do 90 MW w okresie od października do marca.
- Pakiet IVB - redukcja w przedziale od 56 MW do 90 MW w okresie od kwietnia września.

W wyniku drugiego postępowania przetargowego, w marcu 2013 r., zostały zawarte dwie umowy na redukcję zapotrzebowania z PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (PGE GiEK S.A.). Jedna z umów dotyczy okresu zimowego (umownie od października do marca) i redukcji 25 MW, a druga okresu letniego (umownie od kwietnia do września) i redukcji 30 MW.

Umowy zostały zawarte na okres 24 miesięcy, a ich podstawowe parametry to:

- czas każdorazowej redukcji - 4 godz.,
- pierwsze powiadomienie o możliwości zlecenia redukcji - najpóźniej 6 godz. przed dokonaniem redukcji,
- wydanie polecenie redukcji - najpóźniej 2 godz. przed dokonaniem redukcji.

Zawierając powyższą umowę PGE GiEK SA zostało pierwszym usługodawcą tzw. „negawatów”. Zawarte w umowie zdolność redukcji zapotrzebowania opierają się na potencjale redukcji Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów, która poprzez odpowiednie zaplanowanie prac eksploatacyjnych może ograniczyć okresowo swoje zapotrzebowanie na moc.

Zawarcie powyższych umów nie wyczerpuje potrzeb PSE S.A. w zakresie redukcji zapotrzebowania na moc. OSP planuje więc pozyskanie do końca 2013 r. usług pozwalających łącznie na redukcję zapotrzebowania w wysokości 200 MW.

7.1.3. Pozostałe działania OSP

Poza zakupem usług systemowych dotyczących rezerwy interwencyjnej OSP może podejmować również inne działania zaradcze mające na celu poprawę bilansu mocy w systemie. Do działań tych należy:

- Operatorski import energii elektrycznej - PSE S.A. posiada umowy, dotyczące awaryjnych dostaw energii elektrycznej z większością OSP państw sąsiadujących z Polską. Przedmiotem tych umów jest pomoc awaryjna w postaci dostaw lub odbioru energii elektrycznej energii na prośbę partnera, który ocenia stan swojego systemu elektroenergetycznego jako awaryjny. Przewidywany efekt wzrostu mocy dyspozycyjnej ok. 300 MW.
- Korekta pola remontowego (terminów remontów) JWCD - przewidywany efekt wzrostu mocy dyspozycyjnej ok. 200 MW.
- Uruchomienie rezerw mocy nJWCD - przewidywany efekt wzrostu mocy dyspozycyjnej ok. 300 MW.

7.2. Postępowanie w przypadku niedoboru dostaw energii elektrycznej

Podstawowym aktem prawnym określającym tryb postępowania w przypadku niedoboru dostaw energii elektrycznej jest ustawa - *Prawo energetyczne* wraz z wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi.

Zgodnie z art. 11 ust. 1 ww. ustawy, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego, polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na terytorium kraju lub jego części, mogą zostać wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła.

Działania te zdefiniowane w art. 11 ust. 3 ustawy i polegają one na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej, dobowego poboru energii elektrycznej oraz na zmniejszeniu lub przerwaniu dostaw ciepła.

W przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy - *Prawo energetyczne*, zgodnie z art. 11 ust. 7 ustawy Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 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*, OSP zobowiązany jest do opracowywania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Plan ten określa wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania i podlega corocznej aktualizacji w uzgodnieniu z Prezesem URE.

Aktualny plan ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowany przez OSP i zatwierdzony przez Prezesa URE, obowiązuje w okresie od 1 września 2012 r. do 31 sierpnia 2013 r.

Omówione powyżej regulacje odnoszą się w praktyce do sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa, które można przewidzieć z dużym wyprzedzeniem, umożliwiającym podjęcie kroków formalnych wymaganych dla wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia stanowiącego podstawę wprowadzenia ograniczeń.

Regulacje umożliwiające podejmowanie przez OSP natychmiastowych działań w sytuacjach zagrożenia dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego zostały wprowadzone do ustawy - *Prawo energetyczne* wraz z nowelizacją ze stycznia 2010 r. W dodanych do ustawy artykułach 11c-11f zdefiniowano okoliczności w następstwie, których może powstać zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz wprowadzono mechanizm umożliwiający OSP samodzielne 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), na okres nie dłuższy niż 72 godziny.

W nowelizacji określono obowiązki i uprawnienia OSP oraz użytkowników systemu, w tym wytwórców i odbiorców energii elektrycznej oraz hierarchiczność służb dyspozytorskich i ich uprawnienia. Wprowadzono sankcje za niewykonywanie poleceń ruchowych, nieprzestrzeganie procedur postępowania i wymiany informacji lub niestosowanie się do obowiązujących zasad i kryteriów w zakresie bezpieczeństwa pracy KSE.

Doprecyzowano również obowiązki wytwórców energii elektrycznej w zakresie podejmowania działań w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSP do pokrywania kosztów tych działań.

Nałożono na OSP obowiązek niezwłocznego powiadomienia ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom.

Dodatkowo OSP został zobowiązany do przedłożenia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, 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. Prezes URE jest w takim przypadku zobowiązany do przedstawienia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki opinii do raportu sporządzonego przez OSP dotyczącego powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw oraz podjętych w związku z tym działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia.

W nowelizacji ustawy - *Prawo energetyczne* ze stycznia 2010 r. ustanowiono także zasady odpowiedzialności odszkodowawczej OSP z tytułu wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz limity tej odpowiedzialności w zależności od liczby odbiorców objętych ograniczeniami.

Należy podkreślić, że zawarte w ustawie - *Prawo energetyczne* regulacje dotyczące trybu postępowania w przypadku niedoboru dostaw energii elektrycznej mają zastosowanie przy likwidacji skutków zaistniałych stanów awaryjnych, bądź przy przeciwdziałaniu wystąpienia tych skutków. Narzędzia te nie mogą być traktowane, jako mechanizm służący bilansowania systemu elektroenergetycznego.

8. Zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych

8.1. Plan rozwoju KSE oraz połączeń transgranicznych

Zgodnie z dokumentem rządowym *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* głównym celem w obszarze wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej oraz ciepła jest zapewnienie ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz przyjaznych środowisku technologii.

Szczegółowymi celami w tym obszarze jest między innymi:

- Budowa nowych mocy w celu zrównoważenia krajowego popytu na energię elektryczną i utrzymania nadwyżki dostępnej operacyjnie w szczycie mocy osiągalnej krajowych konwencjonalnych i jądrowych źródeł wytwórczych na poziomie minimum 15% maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc elektryczną.
- Budowa interwencyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, wymaganych ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego.
- Rozbudowa krajowego systemu przesyłowego umożliwiającą zrównoważony wzrost gospodarczy kraju, jego poszczególnych regionów oraz zapewniającą niezawodne dostawy energii elektrycznej
- Rozwój połączeń transgranicznych skoordynowany z rozbudową krajowego systemu przesyłowego i z rozbudową systemów krajów sąsiednich, pozwalający na wymianę, co najmniej 15% energii elektrycznej zużywanej w kraju do 2015 r., 20% do 2020 r. oraz 25% do 2030 r.
- Modernizacja sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych, pozwalająca obniżyć do 2030 r. czas awaryjnych przerw w dostawach do 50% czasu trwania przerw w 2005 r.

Dla realizacji powyższych celów OSP w uzgodnieniu z Prezesem URE realizuje plan rozwoju KSE oraz połączeń międzysystemowych. Podstawowym dokumentem w tym obszarze jest *Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025* (PSE S.A. - marzec 2010 r.). Celem planu jest przedstawienie zamierzeń inwestycyjnych zapewniających pokrycie przyszłego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. W procesie planistycznym uwzględnione zostały cele i kierunki działań wskazane w strategicznych dokumentach krajowych, jak i prawodawstwie unijnym.

Ostatnia aktualizacja Planu dotycząca lat 2012-2016 została opublikowana w lipcu 2011 r. (*Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025, Aktualizacja w zakresie lat 2012-2016*). Dokument został uzgodniony przez Prezesa URE w 2011 r.

8.1.1. Cele i spodziewane efekty realizowanych prac

Konieczność rozbudowy sieci przesyłowej wynika przede wszystkim z prognoz dotyczących wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, wymagań odbiorców w zakresie pewności zasilania oraz inwestycji koniecznych do przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych jednostek wytwórczych, jak również z przepisów prawa, w szczególności rozporządzenia (WE) nr 347/2013 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 17 kwietnia 2013r. w sprawie wytycznych dla transeuropejskiej infrastruktury energetycznej i uchylającego decyzję 1364/2006/WE oraz zmieniającego rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009, (WE) nr 715/2009.

Najważniejszym i decydującym o bezpieczeństwie pracy i możliwości dalszego rozwoju sieci przesyłowej jest zrealizowanie zadań zaplanowanych do 2015. Stanowią one bazę i punkt wyjścia dla rozwoju systemu elektroenergetycznego w latach następnych.

W oparciu o *Politykę energetyczną Polski do 2030 roku* działalność inwestycyjna PSE S.A. ukierunkowana będzie głównie na rozwój linii 400 kV, które posiadają większe możliwości przesyłowe przy mniejszych stratach energii niż linii przesyłowych niższych napięć.

Rozbudowa sieci 400 kV realizowana będzie w miarę możliwości po trasach już istniejących linii 220 kV. Koncepcja ta ma ułatwić i przyspieszyć modernizację poprzez uproszczenie i ograniczenie czynności administracyjnych i prawnych potrzebnych do ich przeprowadzenia. Po wykonaniu zaplanowanych działań ulegnie zmianie struktura długości linii według napięć, to znaczy zwiększeniu ulegnie długość linii 400 kV, natomiast zmniejszeniu ulegnie łączna długość linii 220 kV. W zakresie linii 220 kV głównym kierunkiem działalności inwestycyjnej jest ich utrzymanie w stanie technicznym gwarantującym bezpieczeństwo i niezawodność dostaw.

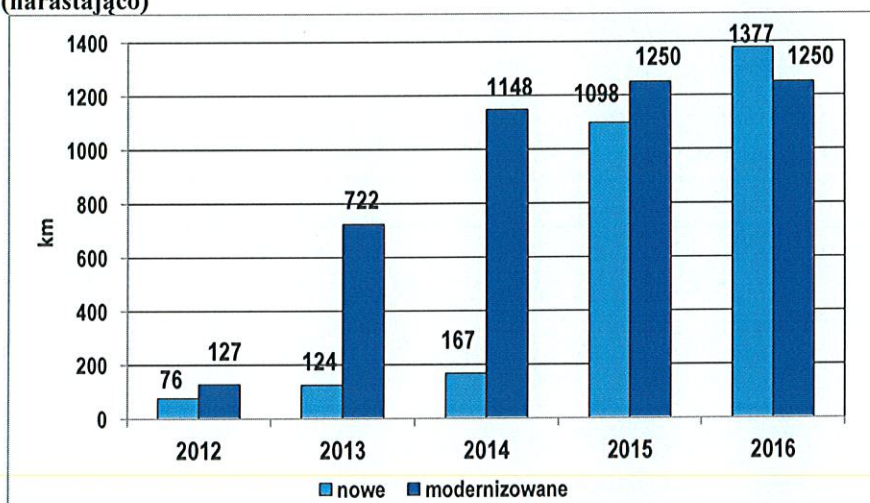
W aktualizacji Planu Rozwoju na lat 2012-2016 uwzględnione zostały zadania inwestycyjne niezbędne do wykonania postanowień zawartych w umowach przyłączeniowych dla jednostek konwencjonalnych oraz przedsięwzięcia mające na celu stworzeniu warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z OZE (głównie farm wiatrowych). W tym celu zaplanowano program rozbudowy sieci przesyłowej w północnej części kraju dla wyprowadzenia spodziewanych nadwyżek mocy z farm wiatrowych w kierunku południowym (OSP podpisał umowy na przyłączenie 15,5 tys. MW, w tym 4 tys. MW to farmy wiatrowe, a dla 7 tys. MW wydał warunki przyłączenia).

Równoległe z rozbudową sieci przesyłowej kontynuowana będzie budowa infrastruktury technicznej niezbędnej dla zarządzania jej pracą oraz zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego. Dotyczy to między innymi budowy:

- układów kompensacji mocy biernej w systemie zgodnie z jego potrzebami,
- systemów monitorowania zarządzania pracą sieci i jej elementami,
- systemów zarządzania pracą KSE,
- systemów zarządzania rynkiem energii w KSE,
- innych systemów teleinformatycznych wspomagających podstawową działalność operatorską

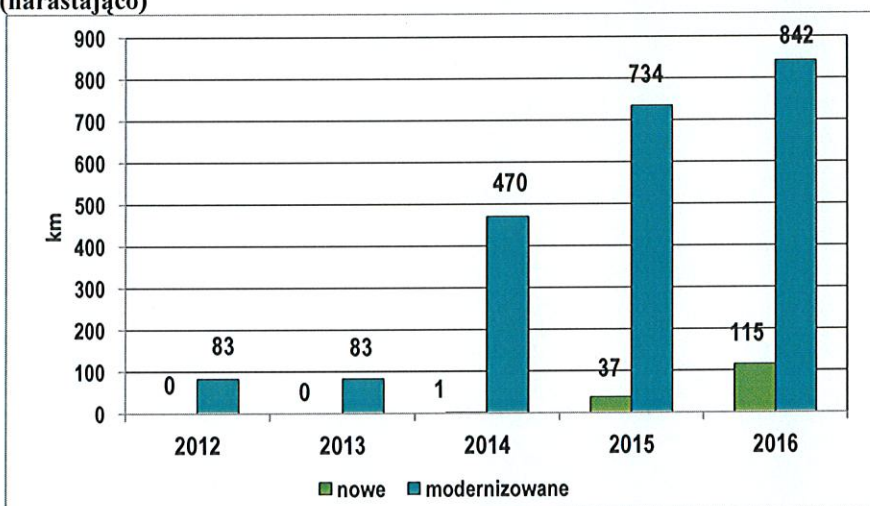
Spodziewane efekty realizacji prac w latach 2012-2017 przedstawiono na poniższych wykresach.

Rysunek 61. Efekty rzeczowe zamierzeń inwestycyjnych w zakresie linii przesyłowych 400 kV (narastająco)



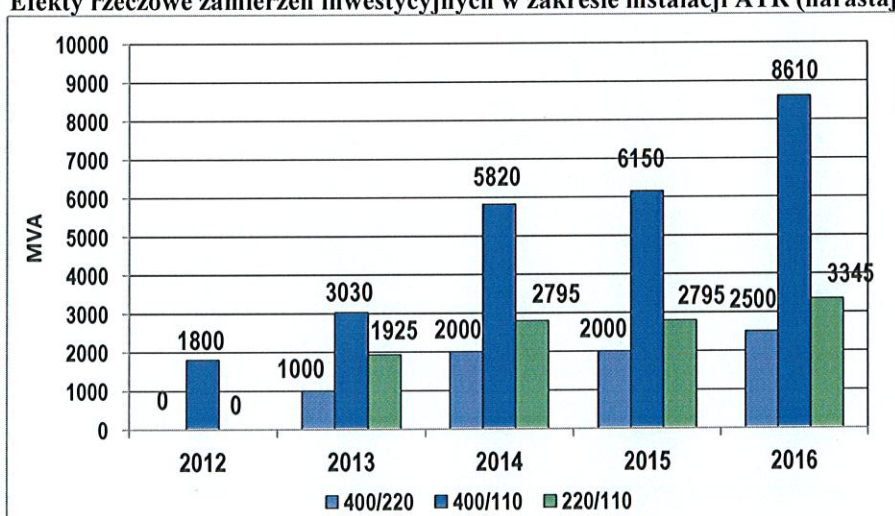
Źródło: PSE S.A.

Rysunek 62. Efekty rzeczowe zamierzeń inwestycyjnych w zakresie linii przesyłowych 220 kV (narastająco)



Źródło: PSE S.A.

Rysunek 63. Efekty rzeczowe zamierzeń inwestycyjnych w zakresie instalacji ATR (narastająco)



Źródło: PSE S.A.

W wyniku realizacji planowanych inwestycji do 2016 r. spodziewane jest osiągnięcie następujących efektów:

- długość linii 400 kV wzrośnie o 1377 km (ok. 25% w stosunku do stanu obecnego),
- długość zmodernizowanych linii 400 kV wyniesie 1250 km (ok. 23% aktualnej łącznej długości 400 KV),
- długość linii 200 kV wzrośnie o 115 km (ok. 1,5%, w stosunku do stanu obecnego),
- długość zmodernizowanych linii 200 kV wyniesie 842 km, (11% aktualnej łącznej długości 200 KV),
- instalacja transformatorów na budowanych i rozbudowywanych stacjach elektroenergetycznych wpłynie na zwiększenie ich mocy o ok. 35% w relacji do stanu obecnego. Zapewni to eliminację ograniczeń systemowych i znacząco zoptymalizuje pracę krajowej sieci przesyłowej

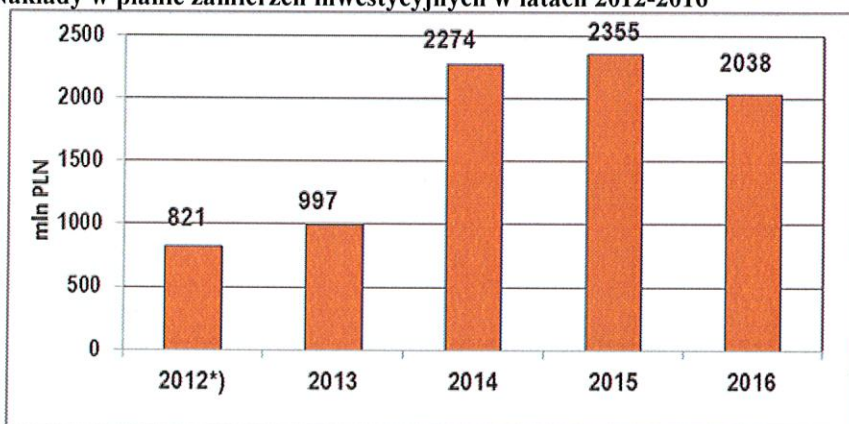
Inwestycje PSE S.A. przewidywane do realizacji do 2025 r. obejmują między innymi:

- budowę 4,5 tys. km nowych linii 400 kV,
- modernizację 2,5 tys. km linii 400 i 220 kV,
- budowę 17 nowych obiektów stacyjnych,
- modernizację ponad 20 istniejących obiektów stacyjnych.

8.1.2. Nakłady inwestycyjne

Na poniższym rysunku przedstawiono nakłady inwestycyjne związane z realizacją zadań wyszczególnionych w dokumencie *Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025, Aktualizacja w zakresie lat 2012-2016*.

Rysunek 64. Nakłady w planie zamierzeń inwestycyjnych w latach 2012-2016



*) w tym zakup części połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja

Źródło: PSE S.A.

Szacowane nakłady na zamierzenia inwestycyjne w latach 2012-2016 wynoszą ok. 8,5 mld zł w cenach z 2011 r. Największe nakłady przewidywane są w latach 2014-2016.

Nakłady inwestycyjne PSE S.A. na realizację kompleksowego planu rozwoju obejmującego okres do 2025 r. mają wynieść około 23 mld zł.

8.2. Regulacje UE związane z rozwojem KSE

PSE S.A. jako operator elektroenergetycznego systemu przesyłowego, funkcjonuje na europejskim rynku energii elektrycznej zgodnie z szeregiem regulacji wspólnotowych.

Poniżej omówiono najważniejsze regulacje dotyczące transeuropejskich sieci energetycznych, mające bezpośredni wpływ na kształtowanie planów rozwojowych OSP.

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)

Przepisy tzw. trzeciego pakietu energetycznego, w tym rozporządzenia 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 (Rozporządzenie 714/2009), nakładają zarówno na organy regulacyjne państw członkowskich, jak i operatorów systemów przesyłowych obowiązki w zakresie zapewnienia dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Rozporządzenie 714/2009 ma na celu:

- ustanowienie sprawiedliwych zasad dotyczących transgranicznej wymiany energii elektrycznej, zwiększając w ten sposób konkurencję na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, z uwzględnieniem specyfiki rynków krajowych i regionalnych,
- ułatwienie powstania sprawnie funkcjonującego i przejrzystego rynku hurtowego charakteryzującego się wysokim poziomem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przewiduje ono mechanizmy harmonizacji zasad dotyczących transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Rozporządzenie 714/2009 ustanawia europejską sieć operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej (ENTSO-E).

W skład ENTSO-E wchodzi 41 operatorów systemów przesyłowych z 34 krajów, w tym PSE S.A. Zadaniem ENTSO-E jest promowanie niezawodnej pracy, optymalne zarządzanie oraz zrównoważony rozwój paneuropejskiego systemu przesyłowego energii elektrycznej dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz zaspokojenia potrzeb wewnętrznego rynku energii.

W celu wspierania organów regulacyjnych państw członkowskich w wykonywaniu na poziomie wspólnotowym zadań regulacyjnych powołana została Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Agency for Cooperation of Energy Regulators - ACER). Do zadań tej agencji należy m. in. opracowanie niewiążących wytycznych ramowych określających zasady opracowywania kodeksów sieci. Na podstawie tych wytycznych operatorzy systemów przesyłowych skupieni w ENTSO-E opracowują kodeksy sieci, które zostaną przyjęte w procesie komitologii i wejdą w życie jako akty prawa wspólnotowego.

Kodeksy sieci są dokumentami regulującymi kwestie skutecznego dostępu do połączeń międzysystemowych przy spełnieniu wymagań niedyskryminacji i przejrzystości oraz kwestie zarządzania tymi sieciami.

Wymagania określone w kodeksach sieci powinny być również uwzględnione w krajowych kodeksach sieciowych - w przypadku Polski są to instrukcje ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznych.

Zgodnie z art. 8.3. b) Rozporządzenia 714/2009, ENTSO-E co dwa lata przyjmuje niewiążący dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym (TYNDP).

W lipcu 2012 r. została opublikowana nowa wersja TYNDP. Plan ten obejmuje ponad 100 projektów o kluczowym znaczeniu europejskim, w tym 8 projektów dotyczących PSE S.A.

Projekty rozbudowy KSE ujęte w dziesięcioletnim Planie Rozwoju Sieci Przesyłowej ENTSO-E:

- Budowa połączenia Polska-Litwa,
- Budowa trzeciego połączenia Polska-Niemcy,

- Instalacja przesuwników fazowych na liniach Krajnik-Vierraden i Mikułowa-Hagenwerder,
- Rozbudowa sieci przesyłowej w celu przyłączenia nowych OZE i źródeł konwencjonalnych:
 - ciąg 1 - Dunowo-Żydowo-Piła Krzewina-Plewiska,
 - ciąg 2 - Słupsk-Żydowo-Gdańsk Przyjaźń-Pelplin-Grudziądz-Jasiniec-Pątnów,
- Linia Ostrołęka-Olsztyn Mątki dla wyprowadzenia mocy z Elektrowni Ostrołęka,
- Linia Kozienice-Ołtarzew dla wyprowadzenia mocy z Elektrowni Kozienice,
- Linia Dobrzeń-Wrocław/Pasikowice dla wyprowadzenia mocy z Elektrowni Opole.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) NR 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. U. UE L115/39, 25.4.2013)

Rozporządzenie 347/2013 ma na celu rozbudowę transeuropejskiej infrastruktury energetycznej obejmującej urządzenia do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, gazu, ropy naftowej i CO₂.

Dotyczy ono określania projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania niezbędnych do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów należących do kategorii infrastruktury energetycznej.

Rozporządzenie 347/2013 reguluje cztery grupy zagadnień:

- wyznaczania priorytetowych inwestycji infrastrukturalnych (PCI),
- przyspieszenia i usprawnienia procedur administracyjnych dotyczących przyznawania pozwoleń na realizację projektów oraz udziału społeczeństwa w tych procedurach,
- określania zasad transgranicznej alokacji kosztów realizacji inwestycji infrastrukturalnych,
- określania warunków kwalifikowania projektów do pomocy finansowej Unii .

Rozporządzenie 347/2013 zawiera listę dziewięciu priorytetowych korytarzy (w tym czterech dla energii elektrycznej) oraz trzech obszarów transeuropejskiej infrastruktury energetycznej będących przedmiotem wsparcia, to jest:

- inteligentne sieci,
- autostrady elektroenergetyczne,
- transgraniczne sieci do transportu CO₂ (z technologii CCS - *Carbon Capture and Storage*).

Priorytetowe korytarze dla energii elektrycznej bezpośredni dotyczące Polski to:

- Korytarz nr 3 - Elektroenergetyczne połączenia międzysystemowe Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej: połączenia międzysystemowe i linie wewnętrzne na kierunkach północ-południe i wschód-zachód mające zapewnić ukończenie tworzenia rynku wewnętrznego i integrację energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.
- Korytarz nr 4 - Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich w odniesieniu do energii elektrycznej: połączenia międzysystemowe między państwami regionu bałtyckiego i poprawa infrastruktury sieci wewnętrznej, odpowiednio, w celu zakończenia izolacji państw bałtyckich i wsparcia integracji rynkowej między innymi dzięki działaniom na rzecz integracji energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych w tym regionie.

Proces kwalifikowania projektów do listy PCI trwał od czerwca 2012 r. do lipca 2013 r. Ostatecznie lista PCI została przyjęta 24 lipca 2013 r., a następnie opublikowana przez KE jako akt delegowany do rozporządzenia WE 347/2013

8.3. Rozbudowa połączeń transgranicznych

Rozbudowa połączeń transgranicznych jest jednym z głównych celów w obszarze energetyki Unii Europejskiej (regulacje wspólnotowe w tym zakresie omówiono powyżej) oraz *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*. Ma ona na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz likwidację barier swobodnego handlu energią na rynku wewnętrznym i międzynarodowym. Rozwój połączeń transgranicznych daje możliwości planowania pracy sieci oraz ich zdolności przesyłowych, a także wykorzystania tych linii do importu energii w sytuacjach, gdy nie ma możliwości pokrycia zapotrzebowania ze źródeł krajowych.

8.3.1. Połączenie Polska - Litwa

Budowa połączenia pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Litwy należy do priorytetowych przedsięwzięć Unii Europejskiej. Projekt został ujęty w TYNDP ENTSO-E, obejmującym przedsięwzięcia o zasięgu wspólnotowym - jako projekt nr 59, a także we wcześniejszych aktach UE, w tym decyzji PE i Rady nr 1364/2006 w sprawie wytycznych dla transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (TEN-E), programie BEMIP, Inicjatywie dla wzrostu (*quick start projects*) i innych.

Projekt dotyczy budowy 2-torowej linii 400 kV relacji Ełk-Alytus wraz z niezbędną rozbudową polskiego i litewskiego systemu przesyłowego. Zadaniem projektowanych linii i stacji jest stworzenie połączenia KSE z systemem przesyłowym Litwy w celu:

- umożliwienia transgranicznej wymiany energii, a tym samym wypełnienie strategii UE zawartych w konkluzjach Rady UE i Rady Europejskiej, mówiących o podejmowaniu przez Państwa Członkowskie działań mających zagwarantować właściwy poziom połączeń międzysystemowych dla rozwoju rynku wewnętrznego, budowie rynku wewnętrznego energii oraz likwidacji „wysp energetycznych”,
- zapewnienia poprawy jakości i niezawodności zasilania odbiorców energii elektrycznej w centralnych i północno-wschodnich obszarach Polski.

Projekt jest realizowany w dwóch etapach. Pierwszy w perspektywie finansowej UE 2007-2013 (co oznacza, że jego realizacja zakończy się najpóźniej w 2015 r.). Drugi natomiast w okresie programowania 2014-2020.

Etap I. umożliwiający uzyskanie zdolności importu mocy na poziomie 500 MW:

- Budowa stacji: Oltarzew, Ełk Bis, Łomża, Stanisławów, Siedlce Ujrzanów
- Rozbudowa stacji: Ostrołęka, Narew
- Budowa linii: Narew-Łomża-Ostrołęka, Ełk-Łomża, Miłosna-Siedlce Ujrzanów, Ełk-Granica RP

Etap II do 2020 r. umożliwiający import mocy na poziomie 1000 MW:

- Budowa linii: Ostrołęka-Stanisławów (kierunek Miłosna), Kozienice-Siedlce Ujrzanów, Płock-Olsztyn Mątki
- Rozbudowa stacji: Ostrołęka, Siedlce Ujrzanów, Kozienice, Olsztyn Mątki, Płock

8.3.2. Nowe połączenie Polska-Niemcy

Budowa nowego połączenia pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Niemiec należy do priorytetowych przedsięwzięć Unii Europejskiej (zgodnie z decyzją Komisji 1364/2006(TEN-E)).

Projekt został ujęty w Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Sieci Przesyłowej ENTSO-E obejmującym przedsięwzięcia o zasięgu wspólnotowym (projekt nr 58).

Przedsięwzięcie dotyczy budowy dwutorowej linii o napięciu 400 kV i długości ok. 240 km łączącej Plewiska z Eisenhüttenstadt, wraz z niezbędną rozbudową krajowego systemu przesyłowego.

Zakres rzeczowy obejmuje:

- budowę linii 2x400kV Gubin-Granica RP z Niemcami (Eisenhüttenstadt),
- budowę linii 2x400kV Gubin-Plewiska Bis-Plewiska,
- budowę dwóch linii 2x400 kV od nacięcia w linii 2x400kV Gubin-Plewiska Bis do nowej stacji 400/110kV Zielona Góra,
- budowę stacji 400 kV Gubin,
- budowę stacji 400/110kV Plewiska Bis,
- rozbudowę istniejącej stacji 400/220/110kV Plewiska,
- budowę stacji 400/110kV Zielona Góra,

Zakończenie inwestycji planowane jest na 2020 r. Realizacja projektu ma zwiększyć transgraniczne możliwości przesyłowe o ok. 1000 MW.

Niezależnym zadaniem także ujętym w TYNDP ENTSO-E (projekt nr 94) jest budowa przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska-Niemcy wraz z przełączeniem linii Krajnik-Vierraden na napięcie znamionowe 400 kV.

Uruchomienie przesuwników fazowych zaplanowane jest na lata 2015-2016 r. Umożliwi to zwiększenie transgraniczne możliwości przesyłowe w imporcie o ok. 500 MW, w eksporcie o ok. 1500 MW.

8.3.3. Rozbudowa pozostałych połączeń międzysystemowych

Plan rozwoju KSE przewiduje także realizację połączeń międzysystemowych z Ukrainą i Białorusią.

Połączenie Polska-Ukraina

Rozpatrywane są dwa warianty uruchomienia połączenia Rzeszów-Chmielnicka: poprzez wstawki prądu stałego o mocy 2x600 MW ustawione na terenie stacji Rzeszów lub w postaci pracy równoległej systemu Ukrainy z ENTSO-E.

Uruchomienie połączenia planowane jest najwcześniej po 2015 r.

Termin wykonania zależy od uzgodnień z partnerem ukraińskim oraz od przeprowadzenia procedur dotyczących udostępniania zdolności przesyłowych na tym połączeniu.

Połączenie Polska-Białoruś

Ponowne po 2020 r. uruchomienie połączenia Polska-Białoruś wymaga budowy 2-torowej linii 400 kV Narew-Roś ze wstawką prądu stałego ustawioną po stronie białoruskiej w stacji Roś. Przy budowie nowej linii wykorzystany zostanie korytarz nieczynnej linii 220 kV Białystok-Roś.

Termin wykonania zależy od uzgodnień z partnerem zagranicznym oraz od przeprowadzenia procedur dotyczących udostępniania zdolności przesyłowych na tym połączeniu.

Realizacja projektu umożliwi zwiększenie transgranicznych możliwości przesyłowych w imporcie o ok. 500 MW.

9. Wnioski

1. W latach 2011-2012 nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w KSE. Łączna ilość niedostarczonej energii elektrycznej z powodu awarii sieciowych, oraz awarii z powodu złych warunków atmosferycznych wyniosła w 2011 r. ok. 16,63 GWh, co stanowiło ok. 0,01% krajowego zużycia energii elektrycznej. Natomiast w 2012 r. - ok. 10,01 GWh, co stanowiło ok. 0,006% krajowego zużycia energii elektrycznej.
2. Rezerwy mocy osiągalnej dostępne dla OSP w latach 2011-2012 kształtowały się na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE i były ogólnie wyższe od wymaganych.
3. W latach 2011-2012 nastąpiło zwiększenie mocy zainstalowanej w KSE. W 2011 r. wzrost ten wyniósł 1631 MW w stosunku do 2010 r., co stanowi 4,6%, natomiast w 2012 r. - 679 MW w stosunku do 2011 r., co stanowi 1,8% .
4. W 2012 r. średnioroczna moc osiągalna systemu (w szczytach wieczornych z dni roboczych) wzrosła o ok. 2,7% w stosunku do 2011 r. (z ok. 36,28 GW do ok. 37,26 GW). Jednakże wzrost ten nie przełożył się na zwiększenie średniorocznej mocy dyspozycyjnej KSE, która w 2012 r. wzrosła zaledwie o 0,2% w stosunku do 2011 r. (z ok. 26,65 GW do ok. 26,71 GW). Obniżyła się także relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej z 3,5% w 2011 r. do 71,1% w 2012 r.
5. Wytwarzanie energii elektrycznej w kraju w 2012 r. wynosiło 159,85 TWh, co oznacza spadek o ok. 2% w stosunku do 2011 r. Spadek ten wynikał ze zmniejszenia zapotrzebowania krajowego o ok. 0,6% oraz z pogorszenia salda bilansu handlowego w wymianie transgranicznej (obniżenie eksportu netto o ok. 2,4 TWh).
6. W 2011 r. całkowite straty przesyłu energii elektrycznej wyniosły 10 774 GWh, co stanowiło ok. 7,3% energii wprowadzonej do systemu. Straty OSP wyniosły 1 688 GWh, tj. ok. 15,7% ogólnej liczby strat w systemie. Straty OSD wyniosły 9 086 GWh, tj. ok. 84,3% ogólnej liczby strat w systemie. W stosunku do 2010 r. straty przesyłu w spółkach dystrybucyjnych uległy zmniejszeniu o ok. 1,2 TWh, co stanowi spadek o blisko 12%.
7. W 2011 r. nastąpiła bardzo wyraźna zmiana kierunków sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym. Zmiana ta polegała na wzroście udziału giełdy w strukturze sprzedaży wytwórców energii elektrycznej z 4% (w 2010 r.) do 58% (w 2011 r.) i 61,8% (w 2012 r.). Nastąpiło to kosztem spadku udziału sprzedaży w kontraktach dwustronnych z 89,8% (w 2010 r.) do 36,1% (w 2011 r.) i 32,9 w (2012 r.). Powyższy stan rzeczy był wynikiem wprowadzenia w sierpniu 2010 r. (zmiana ustawy - *Prawo energetyczne*) obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców („obligo giełdowe”).
8. Na przestrzeni ostatnich dziesięciu lat szczytowe krajowe zapotrzebowanie na moc w okresie zimowym wzrosło o ok. 11,2%. W tym samym okresie maksymalne zapotrzebowanie na moc latem wzrosło o blisko 25%. Obserwowana zmiana charakterystyki zapotrzebowania na moc szczytową w ciągu roku w kierunku dużego wzrostu zapotrzebowania latem utrudnia koordynację remontów planowych jednostek wytwórczych i powoduje zagrożenie wystąpienia okresowych deficytów rezerw mocy w tym okresie.

9. Majątek wytwórczy elektrowni zawodowych charakteryzuje się wysokim stopniem zużycia. Blisko 55% mocy zainstalowane jest w turbozespołach pracujących od ponad 30 lat (183 urządzeń). Urządzenia eksploatowane mniej niż 20 lat stanowią zaledwie ok. 25% mocy krajowej energetyki zawodowej (razem 111 turbozespołów). Około 61% sumarycznej wydajności kotłów energetycznych zainstalowane jest w urządzeniach pracujących powyżej 30 lat (284 kotły), ok. 19,6% w jednostkach pracujących poniżej 20 lat (71 kotłów).
10. Szacuje się, że w 2030 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniesie ok. 209,6 TWh, co oznacza wzrost o ok. 33,5% w stosunku do 2012 r. Prognozowana produkcja energii elektrycznej osiągnie poziom ok. 211,6 TWh/a, zaś zapotrzebowanie na energię elektryczną przez odbiorców finalnych ok. 167,6 TWh/a
11. Według planów moc elektryczna zainstalowana w KSE na koniec 2030 r. wyniesie ok. 53,7 GW. W latach 2013-2030 nastąpi wzrost mocy systemu wynoszący ponad 15,64 GW. Na saldo przyrostu mocy będzie miała wpływ budowa mocy wytwórczych (wraz z modernizacjami) - ok. 27,24 GW oraz wycofania mocy w istniejących obiektach na poziomie ok. 11,60 GW.
12. Do końca 2016 r. moc zainstalowana w systemie oscylować będzie wokół poziomu z końca 2012 r. (ok. 38 GW). Będzie to wynikiem zrównoważenia wycofań mocy poprzez uruchamianie nowych mocy wytwórczych (głównie OZE i źródła gazowe).
13. Brak istotnych przyrostów mocy wytwórczych o wysokich wskaźnikach dyspozycyjności powoduje, że w najbliższych latach moc dyspozycyjna KSE ulegnie zmniejszeniu. Dotyczy to zarówno szczytu zapotrzebowania zimowego, jak i letniego. Jednocześnie wzrośnie szczytowe zapotrzebowanie na moc, co spowoduje duże ryzyko wystąpienia deficytu mocy w szczycie zimowym i letnim szczególnie w latach 2016-2017.
14. Przy przyjętych założeniach odnośnie wycofywanych mocy oraz budowy nowych mocy wytwórczych szacowany deficyt mocy dyspozycyjnej w szczycie zapotrzebowania kształtuje się w granicach:
 - dla szczytu zimowego - od ok. 95 MW w 2015 r., poprzez ok. 800 MW w 2016 r., do ok. 1100 MW w 2017 r.,
 - dla szczytu letniego - od ok. 520 MW w 2016 r., poprzez ok. 680 MW w 2017 r., do ok. 30 MW 2018 r.
15. Począwszy od 2019 r. nadwyżka mocy dyspozycyjnej nad zapotrzebowaniem wzrasta do bezpiecznego poziomu (zarówno zimą, jak i latem). Jest to wynik uruchamiania nowych jednostek wytwórczych o dużych wskaźnikach dyspozycyjności.
16. Wskazane jest, aby spółka PSE S.A. podejmowała działania zaradcze, które będą prowadzić do wzrostu mocy dyspozycyjnej oraz obniżenia zapotrzebowania szczytowego. Powyższe działania to między innymi redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP, operatorski import energii, korekta pola remontowego JWCD, uruchomienie rezerw nJWCD oraz zwiększenie interwencyjnej rezerwy zimnej.
17. Wysokość oszacowanego deficytu mocy w okresach szczytowych zapotrzebowań wskazuje, że szczególnie w latach 2016-2017 istnieje realne zagrożenie wystąpienia niedoborów mocy dyspozycyjnej.
18. W związku z realnym zagrożeniem związanym z możliwością wystąpienia niedoborów mocy szczytowej, szczególnie w latach 2016-2017, należy zintensyfikować prace

dotyczące wdrażania technologii *smart metering`u* oraz *smart grid`u*. Technologie te w przyszłości ułatwią wprowadzanie mechanizmów zarządzania stroną popytową (*DSM - demand side management*), co z kolei wpłynie korzystnie na zmniejszenie zapotrzebowania na moc w szczytach („wypłaszczenie” krzywej zapotrzebowania na moc).

19. Mając na uwadze rozpoczęcie przez Komisję Europejską dyskusji co do zasadności utworzenia rynku zdolności wytwórczych, należy podjąć w naszym kraju zdecydowane działania w tym kierunku.

DYREKTOR

Tomasz Dąbrowski
30.7.2013

ZASTĘPCA DYREKTORA

Edward Słoma
30.07.13.

NACZELNIK WYDZIAŁU

Igor Lange
2013.07.30.