

AKCEPTUJĘ

MINISTER GOSPODARKI

*Waldemar Pawlak*  
Waldemar Pawlak



**MINISTER GOSPODARKI**

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

**ZA OKRES OD DNIA 1 STYCZNIA 2009 R. DO DNIA 31 GRUDNIA 2010 R.**

**WARSZAWA, 2011 r.**

## Spis treści:

Wstęp.....	3
Streszczenie .....	5
1) Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię .....	7
2) Planowane lub będące w budowie nowe moce źródeł energii elektrycznej .....	9
2.1. Przebieg procesów inwestycyjnych .....	9
2.2. Wpływ liberalizacji rynku energii elektrycznej na procesy inwestycyjne.....	10
2.3. Wpływ pakietu klimatyczno-energetycznego na rozpoczęte procesy inwestycyjne .....	14
3) Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej .....	15
4) Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami.....	19
4.1 Źródła zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną.....	19
4.1.1 Produkcja energii elektrycznej.....	19
4.1.2 Import energii elektrycznej.....	20
4.1.3 Możliwość dysponowania źródłami wytwórczymi .....	20
4.2 Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną .....	21
4.2.1 Uczestnicy rynku zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną .....	21
4.2.2 Obowiązujące koncesje .....	22
4.2.3 Zużycie i zapotrzebowanie na energię elektryczną.....	22
4.2.4 Kierunki zaopatrzenia.....	24
5) Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego.....	27
5.1 Wytwarzanie energii elektrycznej.....	27
5.2 Sieć przesyłowa .....	28
5.3 Sieć dystrybucyjna.....	30
6) Działania podejmowane dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw.....	31
6.1 Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w ustawie - <i>Prawo energetyczne</i> .....	31
6.2 Działania nadzwyczajne.....	33
6.2.1 Działania OSP dotyczące awaryjnych dostaw energii elektrycznej z zagranicy.....	33
6.3 Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej.....	35
6.4 Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.....	35
7) Zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych .....	38
7.1 Planowane inwestycje w połączenia transgraniczne .....	42
7.1.1 Połączenie Polska - Litwa.....	42
7.1.2 Połączenie Polska - Ukraina.....	42
7.1.3 Połączenia Polska - Białoruś.....	43
7.1.4 Połączenie Polska - Rosja.....	43
Wnioski.....	45

## Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi przepis art. 15b ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), 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 2009 i 2010.

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:**

UE	- Unia Europejska
KE	- Komisja Europejska
URE	- Urząd Regulacji Energetyki
ARE S.A.	- Agencja Rynku Energii S.A.
OSP	- Operator Systemu Przesyłowego (PSE Operator S.A.)
OSD	- Operator Systemu Dystrybucyjnego
PO	- przedsiębiorstwo obrotu
SD	- spółka dystrybucyjna
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
ENTSO-E	- European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Elektroenergetycznych)
KDT	- kontrakty długoterminowe (umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej zawarte pomiędzy PSE S.A. a wytwórcami energii elektrycznej)
OZE	- odnawialne źródła energii
NN	- najwyższe napięcie
WN	- wysokie napięcie
SN	- średnie napięcie
nN	- niskie napięcie
kV	- kilowolt
MW	- megawat
MW <sub>e</sub>	- megawat mocy elektrycznej
MW <sub>th</sub>	- megawat mocy cieplnej
GWh	- gigawatogodzina
TWh	- terawatogodzina
MVA <sub>r</sub>	- jednostka mocy biernej

## Streszczenie

Poziom bezpieczeństwa dostaw w zakresie energii elektrycznej zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, w tym przede wszystkim od sprawnego zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego, stanu technicznego majątku wytwórczego, jak również sprawności urządzeń i instalacji systemów: przesyłowego oraz dystrybucyjnych, właściwych rezerw mocy produkcyjnych i stosownego poziomu mocy przesyłowych, w tym mocy transgranicznych.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej stanowi jeden z głównych filarów bezpieczeństwa energetycznego państwa, zdefiniowanego w przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*

W analizowanym okresie, czyli w latach 2009-2010, nie występowały ograniczenia w poborze mocy, ani wyłączenia odbiorców, spowodowane brakiem mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Rezerwy mocy osiągalnej dostępne dla OSP kształtowały się na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu i były ogólnie wyższe od wymaganych.

W okresie najbliższych lat, należy szczegółowo monitorować i analizować dostępność operacyjnej rezerwy mocy dla OSP (remonty planowane jednostek wytwórczych oraz występowanie nietypowych warunków pogodowych), której zmniejszenie mogłoby spowodować okresowe, lokalne niedobory energii elektrycznej, szczególnie w okresach zapotrzebowania szczytowego.

Z przedstawionej w poniższym sprawozdaniu analizy sektora wytwórczego oraz zidentyfikowanych zagrożeń w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE, wynika że w przypadku braku podjęcia działań zmierzających do rozpoczęcia inwestycji w nowe moce wytwórcze, istnieje potencjalne ryzyko wystąpienia niedoboru mocy, szczególnie po 1 stycznia 2016 r., i problemów z pokryciem zapotrzebowania na energię elektryczną do czasu uzyskania odpowiednich nadwyżek bilansowych.

Praca KSE w normalnych warunkach obciążenia nie stwarza zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jednak, aby zapewnić niezawodne dostawy energii elektrycznej w warunkach wysokiego zapotrzebowania na moc, konieczne jest przeprowadzenie inwestycji w rozbudowę zarówno sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej 110 kV w obszarze dużych aglomeracji miejskich oraz inwestycji mających na celu zwiększenie możliwości eksportowo-importowych KSE.

Istotnym problemem sektora elektroenergetycznego jest obserwowany w ostatnim okresie zauważalny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, przy jednoczesnym spadku mocy dyspozycyjnej elektrowni i elektrociepłowni. Dodatkowo przedstawiona prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną wskazuje, że będzie ono wzrastać, zarówno w najbliższych pięciu latach, jak i w perspektywie do 2030 r. Największy wzrost zapotrzebowania spodziewany jest w sektorze usług, gospodarstwach domowych, a także w przemyśle.

Zapewnienie produkcji energii elektrycznej w ilości pozwalającej na pokrycie prognozowanego wzrostu zapotrzebowania, w warunkach starzenia się majątku wytwórczego, a także w kontekście zobowiązań wynikających z Pakietu Klimatyczno-Energetycznego, będzie wymagało obok wysokosprawnych elektrowni węglowych, budowy również innych źródeł: odnawialnych, gazowych oraz jądrowych, co spowoduje zmianę struktury

wytwarzania energii elektrycznej. Czynniki, które w największym stopniu będą wymuszały zmianę bazy paliwowej w elektroenergetyce są: obowiązek redukcji emisji CO<sub>2</sub> wynikający z pakietu klimatyczno-energetycznego oraz ograniczanie emisji innych zanieczyszczeń do atmosfery, a także konieczność wypełnienia wymagań UE w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze energii finalnej brutto, powodując tym samym zmniejszenie niezależności energetycznej Polski.

## 1) Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię

Prognozę zapotrzebowania na finalną energię elektryczną<sup>1</sup> w sektorach gospodarki oraz zapotrzebowanie brutto przedstawiono w tabeli 1 i 2 oraz na rysunku 1.

Prognozowane zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną w latach 2009-2015 wzrasta ze 112,7 TWh do 129,4 TWh, tj. o 15 %. Wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną należy się spodziewać w najbliższych latach szczególnie w sektorze usług, przemyśle oraz gospodarstwach domowych.

W latach 2009-2030 prognozowane zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną w gospodarce krajowej wzrośnie o ok. 49 %, przy czym najwyższy wzrost spośród sektorów gospodarki prognozowany jest w usługach (o 62 %) i gospodarstwach domowych (o 48 %). Zapotrzebowanie w przemyśle wzrośnie o 35 %, natomiast w rolnictwie pozostanie właściwie na niezmiennym poziomie.

Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną będzie wzrastać w okresie do 2030 r. ze średnim tempem 1,6 % rocznie i osiągnie wartość ok. 168 TWh na koniec okresu prognozy.

**Tabela 1**

Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną w sektorach gospodarki oraz zapotrzebowanie brutto [TWh]

Wyszczególnienie	2009*	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Przemysł i Budownictwo	39,8	44,0	44,1	44,3	44,5	44,6	44,7
Transport	3,2	3,6	3,8	3,9	4,1	4,3	4,4
Rolnictwo	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9
Handel i Usługi	40,6	42,4	43,0	44,4	45,6	46,7	47,5
Gospodarstwa domowe	27,5	27,8	28,3	29,1	29,7	30,4	30,9
<b>Razem zapotrzebowanie finalne</b>	<b>112,7</b>	<b>119,5</b>	<b>120,9</b>	<b>123,5</b>	<b>125,7</b>	<b>127,8</b>	<b>129,4</b>
Sektor energii	9,9	9,9	10,0	10,0	10,1	10,1	10,2
Straty przesyłu i dystrybucji	12,5	12,5	12,6	12,7	12,9	12,8	12,9
Potrzeby własne elektrowni	14,4	14,4	14,4	14,5	14,3	14,3	14,3
<b>Zapotrzebowanie brutto</b>	<b>149,5</b>	<b>156,3</b>	<b>157,9</b>	<b>160,7</b>	<b>163,0</b>	<b>165,0</b>	<b>166,8</b>

\* dane historyczne

**Tabela 2 (cd. tabeli 1)**

Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną w sektorach gospodarki oraz zapotrzebowanie brutto [TWh]

Wyszczególnienie	2020	2025	2030
Przemysł i Budownictwo	46,8	51,0	53,8
Transport	4,7	5,0	5,2
Rolnictwo	2,1	2,1	2,2
Handel i Usługi	52,2	57,3	65,6
Gospodarstwa domowe	33,6	36,5	40,7
<b>Razem zapotrzebowanie finalne</b>	<b>139,4</b>	<b>151,9</b>	<b>167,6</b>
Sektor energii	10,6	11,1	11,7
Straty przesyłu i dystrybucji	13,0	13,4	14,2
Potrzeby własne elektrowni	14,1	13,7	16,3
<b>Zapotrzebowanie brutto</b>	<b>177,1</b>	<b>190,1</b>	<b>209,8</b>

**Tabela 3**

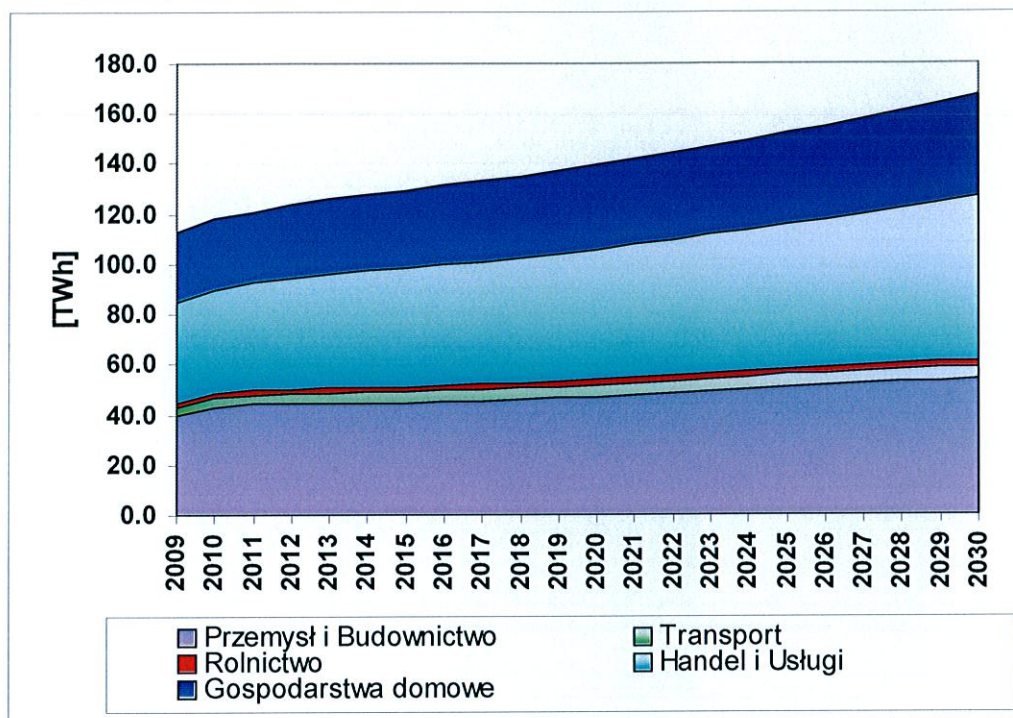
Średnioroczne przyrosty finalnej energii elektrycznej [%]

2009-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2009-2030
1,60	1,61	1,50	1,74	2,0	1,63

<sup>1</sup> Ilość fizycznie dostarczonej energii do odbiorcy końcowego (przemysł przetwórczy, budownictwo, transport, rolnictwo, sektor usług i użyteczności publicznej – bez sektora energii) po uwzględnieniu strat przesyłu i dystrybucji oraz potrzeb własnych elektrowni i elektrociepłowni.



Prognozę zapotrzebowania na finalną energię elektryczną w układzie sektorowym przedstawiono na rysunku 1.



**Rysunek 1**  
Zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną w podziale na sektory

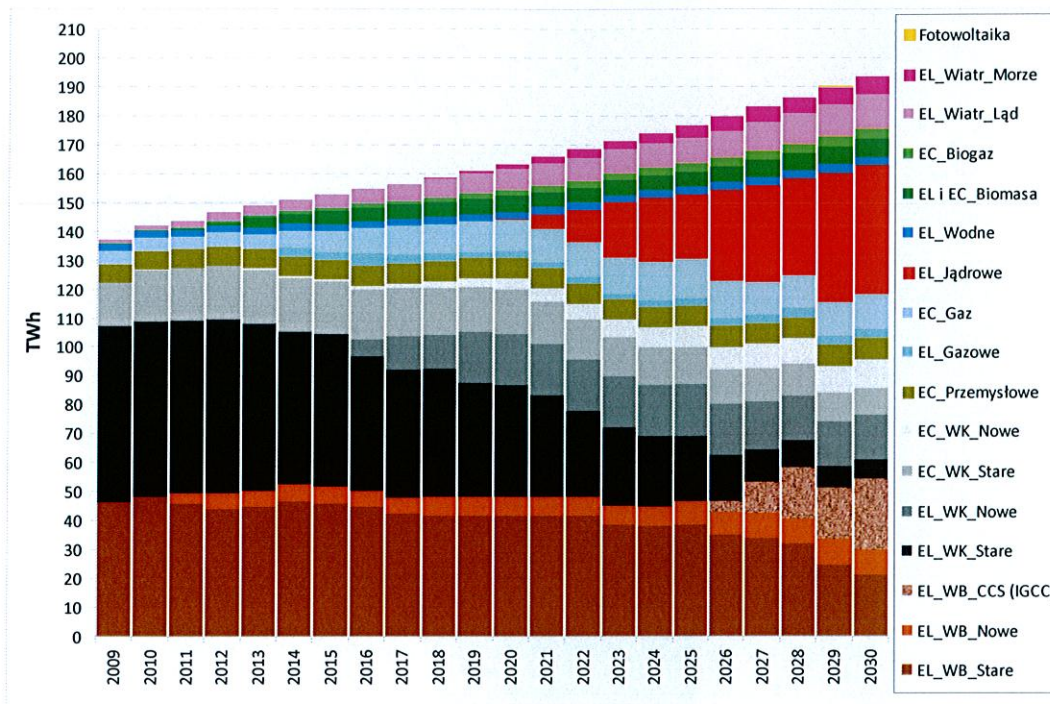
Projekcję produkcji energii elektrycznej według rodzaju źródeł i rodzaju paliw przedstawiono w tabeli 4 oraz na rysunku 2. Przewiduje się stopniowy wzrost produkcji energii elektrycznej netto z poziomu 137,3 TWh w 2009 r. do 193,4 TWh w 2030 r. (wzrost o ok. 41 % w porównaniu z rokiem bazowym).

**Tabela 4**  
Produkcja energii elektrycznej w podziale na paliwa i technologie [TWh]

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
El. WB stare	46.4	48.3	45.9	43.8	44.5	46.8	45.9	41.7	38.7	21.0
El. WB nowe	0.0	0.0	3.6	5.6	5.6	5.6	5.6	6.4	7.8	8.7
El. WB CCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.7
El. WK stare	60.9	60.2	59.7	60.2	57.6	52.8	52.8	38.5	22.6	6.5
El. WK nowe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.8	17.8	15.5
Ec. WK stare	15.3	18.0	17.9	18.2	18.6	18.6	18.3	15.4	12.7	9.2
Ec. WK nowe	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	0.6	0.6	4.0	7.5	10.0
Ec. przemysłowe	6.3	6.5	6.5	6.5	6.6	6.6	6.6	6.8	7.0	7.1
El. gazowe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	2.8	2.1	2.7	3.1
Ec. gazowe	4.4	4.5	4.5	5.2	5.2	6.1	7.0	10.8	13.4	11.9
El. jądrowe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	22.3	44.7
El. wodne	2.4	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.7	2.8
El./Ec. biomasa	0.2	0.2	0.2	0.9	3.3	3.4	4.5	5.6	5.3	6.7
Ec Biogaz	0.3	0.4	0.4	0.5	0.8	0.9	1.1	2.0	2.8	3.2
El. wiatrowe (ląd)	1.1	1.5	2.4	3.0	3.5	4.1	4.6	7.5	8.9	12.1
El. wiatrowe (morze)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	4.3	6.1
Fotowoltaika	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Produkcja netto</b>	<b>137.3</b>	<b>141.9</b>	<b>143.4</b>	<b>146.3</b>	<b>148.6</b>	<b>150.7</b>	<b>152.2</b>	<b>162.9</b>	<b>176.5</b>	<b>193.3</b>
<b>Potrzeby własne</b>	<b>14.4</b>	<b>14.4</b>	<b>14.4</b>	<b>14.5</b>	<b>14.3</b>	<b>14.3</b>	<b>14.3</b>	<b>14.1</b>	<b>13.7</b>	<b>16.3</b>
<b>Produkcja brutto</b>	<b>151.7</b>	<b>156.3</b>	<b>157.8</b>	<b>160.8</b>	<b>162.9</b>	<b>165.0</b>	<b>166.5</b>	<b>177.0</b>	<b>190.2</b>	<b>209.6</b>
<b>Eksport netto</b>	<b>2.2</b>	<b>1.4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Krajowe zapotrz. brutto</b>	<b>149.5</b>	<b>154.9</b>	<b>157.8</b>	<b>160.8</b>	<b>163.0</b>	<b>165.0</b>	<b>166.5</b>	<b>177.0</b>	<b>190.2</b>	<b>209.6</b>

gdzie: El. – elektrownia, Ec. – elektrociepłownia, WB – węgiel brunatny, WK – węgiel kamienny, CCS – Carbon Capture and Storage (technologie wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub>).





**Rysunek 2**  
*Prognozowana struktura produkcji energii elektrycznej netto*

Zaprezentowane wyniki wskazują na znaczące zmiany jakie będą zachodzić w przyszłej strukturze produkcji energii elektrycznej. Zmiany te podyktowane są przede wszystkim prowadzoną przez UE i polski rząd polityką energetyczną, która nakierowana jest na redukcję emisji zanieczyszczeń ze źródeł spalania, 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 produkcji energii elektrycznej ulega znacznej dywersyfikacji.

W strukturze produkcji wzrasta udział gazu ziemnego, odnawialnych źródeł energii, a od 2020 r. pojawia się energia z elektrowni jądrowych.

W horyzoncie prognozy udział węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej spada z 55 % w roku bazowym do 21 % na koniec okresu prognozy, natomiast udział węgla brunatnego w całym okresie pozostaje na mniej więcej stałym poziomie 30-35 %.

Węgiel, mimo spadającego udziału w strukturze produkcji energii elektrycznej, nadal pozostaje głównym paliwem stosowanym w polskiej energetyce.

## 2) Planowane lub będące w budowie nowe moce źródeł energii elektrycznej

### 2.1. Przebieg procesów inwestycyjnych

Pomimo zmniejszenia w ostatnich latach tempa rozwoju gospodarczego kraju, wywołanego kryzysem, należy spodziewać się w przyszłości wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Przedstawiona w punkcie 1 niniejszego sprawozdania prognoza zakłada, że



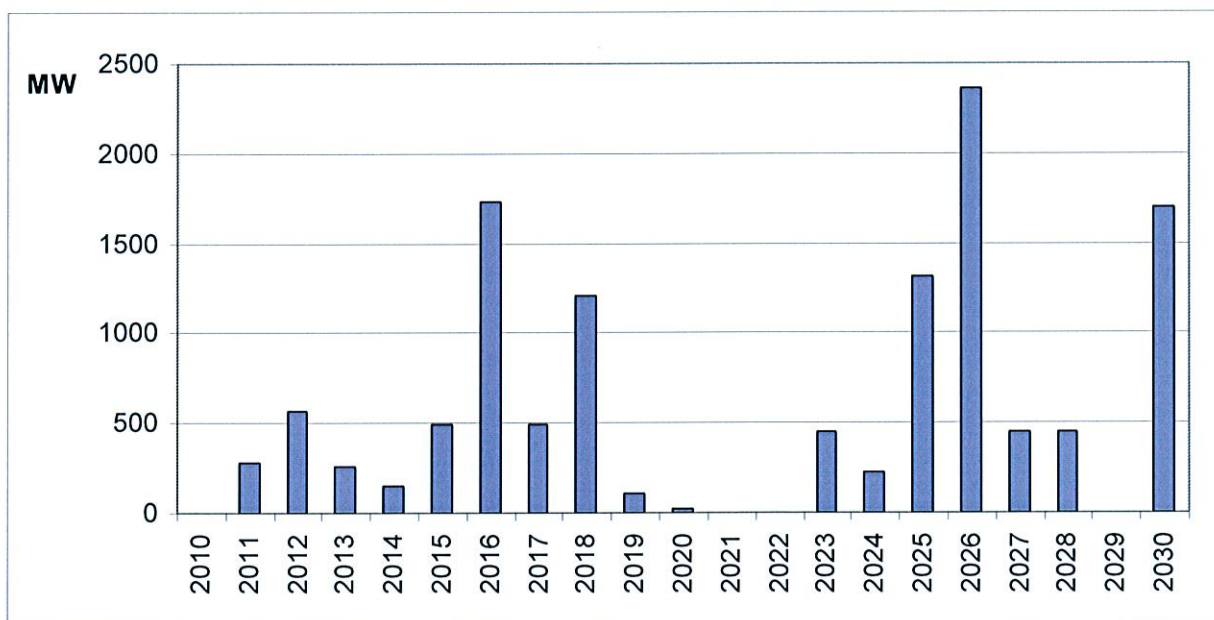
zapotrzebowanie brutto na energię elektryczną wzrośnie względem 2009 r. o około 12 % do 2015 r. oraz ok. 40 % do 2030 r.

Sektor elektroenergetyczny stoi zatem przed ogromnym wyzwaniem związanym z dostosowaniem jednostek wytwórczych do rosnącego zapotrzebowania, koniecznością wymiany starych i wyeksploatowanych mocy, a także spełnieniem wymogów środowiskowych. W chwili obecnej krajowy majątek wytwórczy jest w znacznej mierze przestarzały (60 % kotłów energetycznych oraz 55 % turbozespołów jest eksploatowanych od ponad 30 lat). Dodatkowo rosnący udział odnawialnych źródeł energii, w tym w szczególności farm wiatrowych w strukturze źródeł wytwórczych (potrzeba rezerwowania mocy), stawia nowe wyzwania w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa i wystarczalności dostaw energii elektrycznej. Oznacza to konieczność intensywnej modernizacji struktury wytwórczej i przesyłowej oraz konsekwentnego zastępowania starej bazy wytwórczej nowoczesnymi jednostkami, spełniającymi zastrzone normy środowiskowe.

## 2.2. Wpływ liberalizacji rynku energii elektrycznej na procesy inwestycyjne

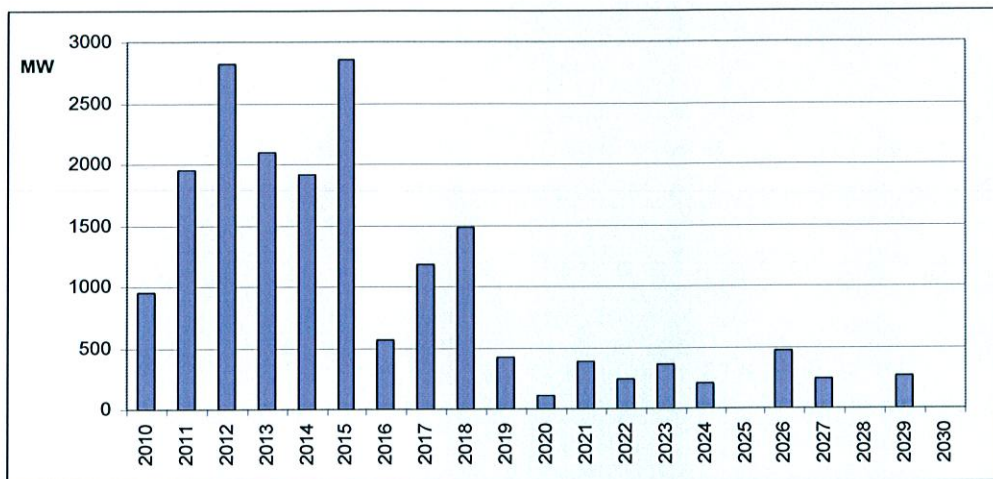
Liberalizacja rynku energii elektrycznej w Polsce spowodowała, że zniknęły podstawowe bariery w dostępie do tego rynku i tym samym możliwe stało się planowanie i podejmowanie decyzji inwestycyjnych. Większość z nich przypadła w okresie wzmożonego rozwoju funkcjonowania hurtowego rynku energii, w trakcie którego zniesiono długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii elektrycznej (tzw. KDT).

Poniżej na rys. 3 przedstawiono planowane i prognozowane wycofania mocy wytwórczych, natomiast na rys. 4 planowane głębokie modernizacje. Zestawienia opracowano na podstawie danych ankietowych zebranych przez OSP w 2011 r. od przedsiębiorstw wytwórczych energetyki zawodowej.



**Rysunek 3**

*Planowane i prognozowane wycofania mocy wytwórczych w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych [MW brutto]*



**Rysunek 4**

*Planowane i prognozowane głębokie modernizacje w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych [MW brutto]*

Dane z rysunków 3 i 4 przedstawiono poniżej w formie tabelarycznej.

**Tabela 5**

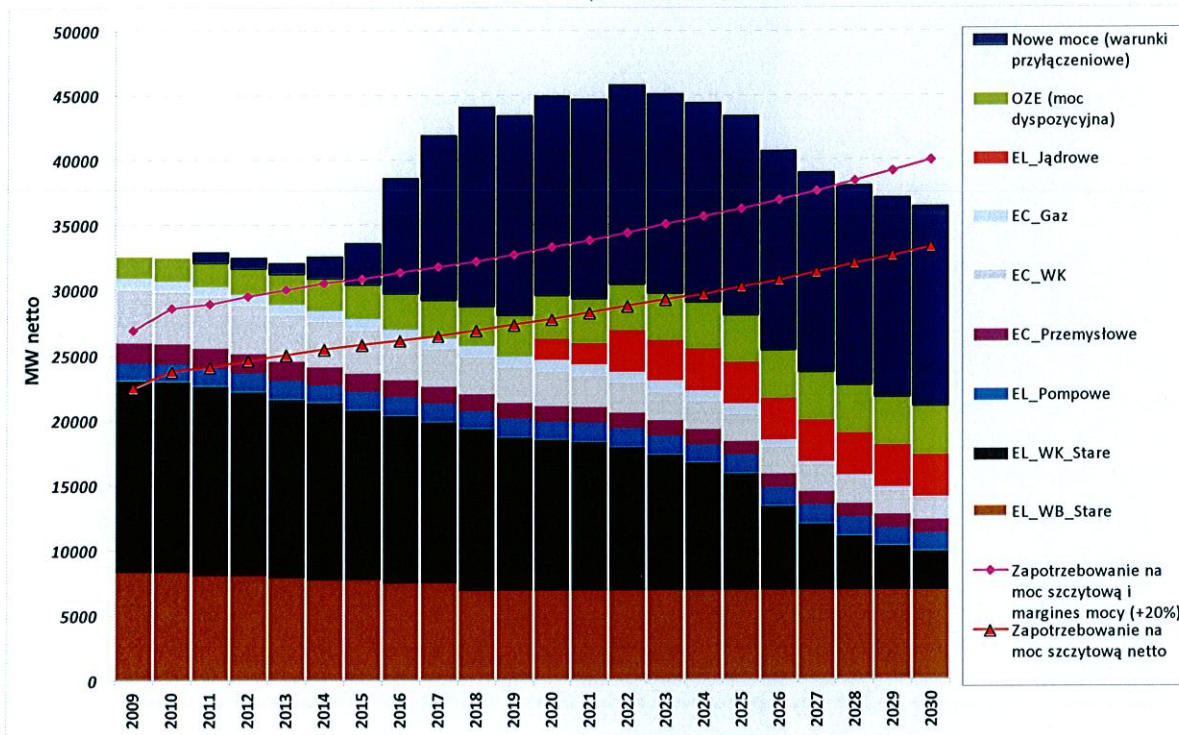
*Planowane wycofania i modernizacje w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych w latach 2010-2030 [MWe]*

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wycofania	0	276	569	256	152	491	1732	490	1209	106	20
Modernizacje	953	1956	2817	2100	1913	2475	948	1180	1482	427	113
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Wycofania	0	0	450	225	1311	2359	450	450	0	1696	
Modernizacje	386	235	361	206	0	467	235	0	261	0	

Tempo wycofywania istniejącej mocy jest najbardziej intensywne w okresie 2012-2018 i później – w latach 2025-2026. Natomiast większość planowanych obecnie głębokich modernizacji ma być realizowana w latach 2010-2015.

Rysunek 5 przedstawia sumaryczny efekt wszystkich decyzji dotyczących likwidacji, głębokich modernizacji oraz zakończenia wcześniej rozpoczętych inwestycji (Bełchatów II). Dodatkowo rysunek uwzględnia planowane nowe moce wytwórcze, dla których określono warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, a także rozwój OZE oraz energetyki jądrowej.





**Rysunek 5**

Zmiany mocy osiągalnej elektrowni z uwzględnieniem ubytków (likwidacje i odstawienia do modernizacji), przyrostów mocy z tytułu modernizacji w elektrowniach zawodowych, nowych mocy dla których określono warunki przyłączeniowe oraz zakładanego rozwoju OZE i energetyki jądrowej

Z zaprezentowanego rysunku wynika, że krytycznym okresem, w którym mogą wystąpić problemy z niedoborem mocy wytwórczych w KSE jest okres obejmujący 2016 r., przy założeniu braku inwestycji w nowe moce wytwórcze.

W tabeli 6 zestawiono działania inwestycyjne w jednostkach wytwórczych, przeprowadzone w latach 2009-2010.

**Tabela 6**

Inwestycje w jednostkach wytwórczych w przedsiębiorstwach energetycznych, zakończone w latach 2009-2010

Nazwa przedsiębiorstwa	Realizowane zadanie	Data realizacji zadania
BOT Elektrownia Bełchatów S.A.	Modernizacja bloku nr 4 (370 MW) Uruchomienie instalacji współspalania biomasy w blokach nr 1-4	2009 2009
BOT Elektrownia Turów	Uruchomienie instalacji współspalania biomasy w blokach nr 5 i 6	2009
Elektrownia Kozienice	Instalacja mokrego odsiarczania spalin na bloku nr 10 Wymiana elektrofiltru na bloku nr 10 Budowa dwuprzewodowego komina dla bloków nr 9 i 10 Kontynuacja prac modernizacyjnych składowiska żużla i popiołu	12.2010
Elektrownia Opole	Uruchomienie instalacji redukcji emisji NOx (metody pierwotne)	03.2010
Elektrociepłownia Siekierki	Budowa trójprzewodowego komina do instalacji mokrego odsiarczania spalin (MIOS) oraz rozruch I etapu MIOS (pierwszego absorbera z układem podłączonym do kotłów OP-430 14 i 15 oraz kotła wodnego WP-200) Uruchomienie instalacji współspalania biomasy (do 10 % udziału biomasy w strumieniu paliwa)	2010
Elektrownia Łagisza	Budowa bloku nr 10 (460 MWe) z kotłem fluidalnym na par. nadkrytyczne	06.2009
Elektrownia Skawina	Uruchomienie instalacji bezpośredniego podawania biomasy dla kotłów K8 – K11 oraz instalacji suchego odzuzłania dla kotłów K3-K11	2010

W latach 2009-2010 oddano do użytku nowy blok z kotłem fluidalnym o mocy 460 MWe w elektrowni Łagisza, oraz kocioł fluidalny zasilany biomasa o mocy 154 MWth w elektrowni Konin. Prócz tego przeprowadzono szereg modernizacji - głównie związanych z umożliwieniem współspalania biomasy w kotłach energetycznych (elektrownia Bełchatów, Turów, Skawina oraz EC Siekierki).

Najważniejszą, będącą obecnie na ukończeniu inwestycją, jest budowa bloku energetycznego 858 MWe w elektrowni Bełchatów. Niestety jest to jedyna duża inwestycja w źródła wytwórcze, która zostanie ukończona w najbliższym czasie. W większej skali, nowe bloki węglowe mogą pojawić się najwcześniej za 4 lata. Zgodnie z informacjami zebranymi na podstawie ankiet, przedsiębiorstwa energetyczne deklarują budowę ok. 25 000 MW nowych mocy brutto w elektrowniach konwencjonalnych (bez uwzględnienia budowy ewentualnych bloków elektrowni jądrowych), z czego ok. 3900 MW do końca 2015 r. Są to jednak tylko deklaracje, które nie skutkują na razie konkretnymi działaniami inwestycyjnymi.

Poniżej w tabeli 7 zestawiono informacje o planowanych inwestycjach w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych.

**Tabela 7**

*Planowane inwestycje w nowe jednostki wytwórcze w przedsiębiorstwach energetycznych [MWe]*

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Węgiel brunatny	858	0	0	0	0	460	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Węgiel kamienny	0	0	50	0	1350	4230	3330	3626	910	120	0	0	910	0	500
Gaz ziemny	0	0	0	920	1283	4440	900	0	0	839	0	0	0	0	0
Pozostałe	0	190	50	0	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Razem	858	190	100	920	2673	9130	4230	3626	910	959	0	0	910	0	500

*Źródła danych:* - Dane ankietowe zebrane od przedsiębiorstw wytwórczych energetyki zawodowej przez PSE Operator S.A.,

- Katalog Elektrowni i Elektrociepłowni Zawodowych, ARE S.A., Warszawa 2011,

- Wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie do KSP publikowany przez PSE Operator S.A.

Możliwość realizacji inwestycji w jednostki węglowe do końca 2015 r., zgodnie z przedstawionymi w tabeli 7 planami wydaje się zagrożona, gdyż do tej pory nie rozpoczęto prac budowlanych. Szanse na powstanie mają jedynie jednostki gazowe, ze względu na krótszy czas budowy.

Z punktu widzenia możliwości wystąpienia niedoboru mocy wytwórczych, krytycznym wydaje się być przede wszystkim okres po 1 stycznia 2016 r. Związane jest to z wejściem w życie nowej dyrektywy IPPC (IED), ponieważ w tym okresie przedsiębiorstwa energetyczne planują najwięcej wycofań mocy wytwórczych (od 2010 r. do 2016 r. planuje się wycofanie z eksploatacji łącznie ok. 3500 MW). Znaczny w tym okresie jest również zakres planowanych modernizacji, które istotnie przyczynią się do spadku mocy dyspozycyjnej w systemie (łącznie w latach 2010-2015 przedsiębiorstwa energetyczne planują modernizację ok. 12 200 MW mocy wytwórczych). Jednostki, które zdecydują się na derogacje (dyrektywa IED dopuszcza kilka form derogacji, dzięki którym jednostki wytwórcze nie mogące dostosować się do zaostrzonych wymagań środowiskowych, nie będą musiały być wycofane) będą mogły być eksploatowane tylko w ograniczonym zakresie, co będzie skutkowało znacznym skróceniem czasu pracy takiej jednostki w roku kalendarzowym, i w konsekwencji obniżeniem dyspozycyjności. Problem deficytu mocy dodatkowo pogłębi zwiększające się zapotrzebowanie na energię elektryczną.

W rezultacie, jeśli deklarowany plan inwestycyjny w jednostki wytwórcze nie zostanie zrealizowany lub ulegnie opóźnieniu, planowany ubytek mocy w KSE nie będzie w wystarczającym stopniu skompensowany uruchamianiem nowych źródeł wytwórczych, a to zagrozi bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej.

Istotnym czynnikiem zwiększającym w chwili obecnej ryzyko inwestorów jest niepewność związana z przyszłym poziomem cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz ewentualnym dalszym zaostrzaniem wymagań środowiskowych (między innymi dotyczących stosowania instalacji wychwytu CO<sub>2</sub>). W tych warunkach inwestorzy wstrzymują się z ostatecznymi decyzjami odnośnie realizacji inwestycji oraz wyboru technologii węglowych lub gazowych. Odwlekanie ostatecznych decyzji inwestycyjnych (racjonalne z punktu widzenia inwestorów)

może spowodować wystąpienie deficytów mocy. W związku z tym należy rozważyć możliwość wykorzystania mechanizmów zawartych w ustawie - *Prawo energetyczne* dotyczących ogłoszenia i przeprowadzenia przez Prezesa URE przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną.

### **2.3. Wpływ pakietu klimatyczno-energetycznego na rozpoczęte procesy inwestycyjne**

Ważnym elementem decyzji o kontynuacji procesu inwestycyjnego prowadzącego do powstania nowych mocy wytwórczych były i są działania w zakresie możliwości przejściowego przydziału darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w latach 2013-2020.

Zapisy art. 10c dyrektywy 2009/29/WE (derogacje dla energetyki) są wynikiem intensywnych uzgodnień na najwyższym szczeblu politycznym podczas posiedzenia Rady Europejskiej, która odbyła się w dniach 11-12 grudnia 2008 r. Jednym z kluczowych założeń umożliwiających zgodę Polski na przyjęcie konkluzji RE, a tym samym nowej dyrektywy, było osiągnięcie kompromisu umożliwiającego Polsce szeroki zakres zastosowania okresu przejściowego dla energetyki w odniesieniu do konieczności zakupu 100 % uprawnień do emisji na aukcjach.

Od momentu ukazania się dyrektywy trwały prace nad technicznymi zapisami umożliwiającymi skorzystanie uprawnionym państwom członkowskim z derogacji dla elektroenergetyki, które zakończyły się publikacją wytycznych Komisji Europejskiej z dużym opóźnieniem. Stanowisko KE m.in. w zakresie trajektorii dochodzenia do pełnego aukcjoningu, definicji instalacji fizycznie rozpoczętych oraz kryteriów jakie muszą spełniać inwestycje by zostać zakwalifikowane do Krajowego Planu Inwestycyjnego (KPI), prowadzi w konsekwencji do zwiększenia niepewności wśród inwestorów i opóźnień w tempie realizacji nowych inwestycji, a co ważniejsze prowadzi także do znaczącego obniżenia ilości przydzielonych uprawnień - i co za tym idzie, wartości inwestycji, które zostaną przy ich udziale dofinansowane.

Uzyskanie przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji co do zasady nie może mieć wpływu na decyzję o rozpoczęciu procesu inwestycyjnego, ale niekorzystna dla Polski interpretacja zapisów dyrektywy ze strony KE może stanowić bezpośredni powód rezygnacji z realizacji już rozpoczętych inwestycji. W aktualnym projekcie KPI wielkość zgłoszonych nowych mocy wytwórczych w kategorii fizycznie rozpoczęte inwestycje wynosi ok. 16 tys. MW. Jednakże ze względu na wspomniane ryzyko i niepewność regulacyjną oraz opóźnienia w publikacji kolejnych wytycznych, ukończenie wszystkich rozpoczętych przed 31 grudnia 2008 r. inwestycji jest zagrożone.

Tym samym, niepewność regulacyjna jaka powstała z tego powodu, niesie znacznie większe ryzyko dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, niż ryzyka wynikające z samych uwarunkowań technicznych.



### 3) Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej

Warunki pracy krajowej sieci elektroenergetycznej w latach 2009-2010, nie uległy znaczącym zmianom. Poprzez pracę kompensacyjną hydrozespołów w elektrowni szczytowo-pompowej w Żarnowcu oraz zainstalowanie w sieci NN baterii kondensatorów, zmniejszone zostało ryzyko utraty stabilności napięciowej w północnej części krajowego systemu elektroenergetycznego.

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

Awarie sieci, które wystąpiły w latach 2009-2010 miały charakter lokalny, a ich skutki były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji OSP. W analizowanym okresie, w KSE, wystąpiły trzy awarie o charakterze obszarowym:

- 4 lipca 2009 r. – awaryjne wyłączenie dwutorowej linii 220 kV Mikołowa-Polkowice,
- 14-15 października 2009 r. – awaryjne wyłączenie wielu linii WN i SN w północno-wschodniej i południowej części Polski, związane z niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi w okresie zimowym,
- 7-9 sierpnia 2010 r. – wyłączenie 5 bloków Elektrowni Turów spowodowane powodzią.

W 2009 r. ograniczenia w dostawach spowodowane awariami sieciowymi wyniosły 23,5 GWh i były większe o około 2 GWh, w stosunku do 2008 r. Energia niedostarczona z powodu ograniczeń dostaw stanowiła około 0,02 % krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2010 r. spowodowane awariami sieciowymi znajdowały się na podobnym poziomie i wyniosły 24,6 GWh (wzrost o 1,1 GWh w stosunku do 2009 r.). Można zatem uznać, że awarie sieciowe w latach 2009-2010 nie stanowiły zagrożenia dla bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Czynnikami wpływającymi na bezpieczeństwo pracy KSE są:

- możliwości obciążenia linii w wyższych temperaturach otoczenia,
- mała 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 na krajowe sieci 400 kV i 220 kV.

Największe zagrożenie wystąpienia rozległej awarii sieciowej, w przypadku nałożenia się skrajnie niekorzystnych warunków pracy sieci elektroenergetycznej, dotyczy północnej części KSE (obszaru położonego na północ od Łodzi). Sytuacja ta jest spowodowana mniejszą w stosunku do południowej części KSE ilością źródeł wytwórczych, a także mniejszą gęstością sieci. Wystąpienie awarii może spowodować tam utratę stabilności napięciowej na znacznym obszarze.

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 oraz opracowanie skutecznych regulacji techniczno-prawnych dotyczących użytkowania baterii kondensatorów w sieci dystrybucyjnej SN.

W skrajnych sytuacjach, aby uniknąć przeciążenia linii przesyłowych spowodowanych generacją mocy biernej, OSP był zmuszony do wyłączania słabo obciążonych linii 400 kV, m. in.:

- linii Rzeszów-Tuczawa,
- linii Miłosna-Płock,
- linii Rzeszów-Trębaczew,
- linii Trębaczew-Ostrów,
- linii Kielce-Połaniec.

W przypadku północnego obszaru KSE, w celu zminimalizowania niekorzystnego wpływu generowanej mocy biernej, zainstalowano baterie kondensatorów o sumarycznej mocy 884 MVar oraz zwiększono obszar generacji mocy biernej Elektrowni Szczytowo-Pompowej w Żarnowcu.

Zagrożeniem dla stabilnej pracy KSE w warunkach zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną jest ograniczona przepustowość linii 220 kV i 400 kV w wyższych temperaturach. Aby zwiększyć przepustowość linii WN, OSP wykonuje coroczne prace modernizacyjne polegające na podwyższaniu lub wymianie wybranych słupów, regulacji zwisów i wymianie przewodów fazowych na nowe o zwiększonej przepustowości.

Szczególnym problemem jest termiczna obciążalność linii 110 kV, należących w większości do spółek dystrybucyjnych. Zakłady energetyczne przeznaczają ograniczone środki na inwestycje i modernizacje, czego skutkiem jest dekapitalizacja majątku sieciowego oraz niska dynamika przyrostu długości linii 110 kV.

Ograniczona przepustowość linii przesyłowych jest spowodowana między innymi ich strukturą wiekową. Większość linii była projektowana z uwzględnieniem znacznie niższych przepływów niż występujące obecnie.

**Tabela 8**

*Struktura wiekowa sieci napowietrznych będących własnością PSE Operator S.A. [km]*

Wiek sieci	50+	45-50	40-45	35-40	30-35	25-30	20-25	15-20	10-15	5-10	0-5	Razem
750 kV	0	0	0	0	0	114	0	0	0	0	0	114
400 kV	0	413	0	96	1 115	602	1 169	574	260	331	701	5 261
220 kV	1 400	1 281	1 559	1 629	675	538	297	287	195	59	0	7 920
110 kV	0	0	0	15	3	6	2	3	3	0	2	34

*Źródło: PSE Operator S.A.*

Konsekwencją braku wymaganych inwestycji w majątek sieciowy, a co za tym idzie ograniczonej przepustowości sieci 110 kV, są ograniczone możliwości dostarczenia energii do dużych aglomeracji miejskich. W celu uniknięcia awarii sieci spowodowanej przeciążeniem linii 110 kV w aglomeracjach warszawskiej i poznańskiej OSP był zmuszony do polecenia uruchomienia generacji w lokalnych elektrociepłowniach poza sezonem grzewczym. Podobne problemy wystąpiły także w aglomeracji szczecińskiej oraz okolicach Ostrowa Wielkopolskiego.

Zjawiskiem, które negatywnie oddziaływało na stabilność pracy KSE były przepływy kołowe, wywołane generacją wiatrową w Niemczech. Przepływy te ograniczają możliwości importowe KSE, obciążając linie 400 kV i 220 kV, łączące Polskę z niemieckim systemem elektroenergetycznym. Elementami KSE najbardziej zagrożonymi przeciążeniem były:

- linia 220 kV Krajnik-Vierraden,
- transformatory 400/220 kV w stacji Mikołowa,
- linia 400 kV Mikołowa-Czarna,
- linie 220 kV wychodzące ze stacji Mikołowa.

W celu ograniczenia niekorzystnego wpływu niemieckiego systemu elektroenergetycznego na system polski, PSE Operator S.A. zamierza przełączyć linię 220 kV Krajnik-Vierraden na

napięcie 400 kV oraz zainstalować na połączeniach synchronicznych Polska-Niemcy przesuwniki fazowe pracujące szeregowo z liniami Krajnik-Vierraden oraz Mikołowa-Hagenwerder. Urządzenia te mają za zadanie zmniejszyć wielkość niepożądanych narzutów mocy na polski system od strony systemu niemieckiego spowodowanych generacją wiatrową.

Według opracowanego przez OSP *Planu Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025*, inwestycjom w przesuwniki fazowe na połączeniach transgranicznych z Niemcami, ma towarzyszyć rozbudowa sieci przesyłowych w zachodniej części Polski, w celu zwiększenia możliwości handlowej wymiany energii elektrycznej. Według PSE Operator S.A., zainstalowanie 4 przesuwników fazowych w stacjach Krajnik i Mikołowa, planowane jest przed rokiem 2015.

Istotnym problemem KSE jest wzrastająca liczba wniosków przyłączeniowych dla źródeł odnawialnych w północnym rejonie Polski. Wnioski te dotyczą w głównej mierze źródeł generacji wiatrowej, których moc zainstalowana wzrosła w ciągu ostatnich 2 lat ponad dwukrotnie. Z dynamicznym rozwojem energetyki wiatrowej związane są dwie kwestie: wyprowadzenia mocy do KSE oraz zapewnienia mocy rezerwowych dla pracujących w ograniczonym zakresie jednostek generacji wiatrowej. W celu odciążenia linii przesyłowych na obszarze gdzie moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych jest największa (północno-zachodnia Polska), OSP podjął decyzję o rozbudowie sieci 400 kV i 220 kV w lokalizacjach o zwiększonej generacji wiatrowej. Nakłady przewidziane na inwestycje mające na celu zwiększenie mocy przyłączeniowych elektrowni wiatrowych, wyniosą w okresie 2010-2015 blisko 1,2 mld zł. Aby zabezpieczyć moce rezerwowe dla elektrowni wiatrowych, konieczna jest budowa elastycznych źródeł wytwórczych, zdolnych do dostosowania obciążenia do charakterystyki pracy turbin wiatrowych. PSE Operator S.A. zamierza w tym zakresie ogłosić przetarg na budowę mocy interwencyjnych opartych głównie na turbinach gazowych.

Funkcjonowanie KSE w stabilnych warunkach, nie stwarza zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jednak aby zapewnić stabilną pracę KSE w warunkach zwiększającego się zapotrzebowania na energię elektryczną, konieczna jest rozbudowa sieci oraz modernizacja istniejących linii. Według planu rozwoju KSE na lata 2010-2025, PSE Operator S.A. ma zamiar przeznaczyć na inwestycje w majątek sieciowy blisko 18 mld zł. Inwestycje te mają głównie na celu: połączenie KSE z systemem litewskim za pomocą połączenia synchronicznego LIT-POL Link (północno-wschodnia Polska), ułatwienie przyłączania źródeł generacji wiatrowej w północno-zachodniej Polsce oraz ograniczenie niekorzystnego wpływu generacji wiatrowej w Niemczech na polskie sieci przesyłowe (instalacja przesuwników fazowych).

Ważnym aspektem dla bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej jest wyprowadzenie mocy z nowo przyłączanych odnawialnych źródeł energii (głównie elektrowni wiatrowych). Dynamicznie rozwijające się źródła wiatrowe w północnej Polsce, stworzyły niebezpieczeństwo przeciążenia słabo rozwiniętej w tym rejonie infrastruktury sieciowej. W celu zminimalizowania wpływu rozwijającej się energetyki wiatrowej na KSE, OSP zamierza w latach 2010-2025, rozbudować infrastrukturę sieciową w okolicach Słupska, Żydowa i Żarnowca. Łączne nakłady inwestycyjne mające na celu zapewnić bezpieczne wyprowadzenie mocy z elektrowni wiatrowych na Pomorzu, wyniosą około 318 mln zł.

Zakres inwestycji w zakresie rozbudowy krajowych sieci przesyłowych został zamieszczony na rysunku 6. Kluczowymi projektami przeznaczonymi do realizacji są: połączenie synchroniczne pomiędzy polskim i litewskim systemem energetycznym: Elk-Alytus (ELK-ALY); inwestycje mające na celu zwiększenie możliwości przyłączania elektrowni wiatrowych: budowa linii 400 kV Słupsk-Żydowo wraz ze stacjami rozdzielczymi (SLK-



## 4) Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

### 4.1 Źródła zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

#### 4.1.1 Produkcja energii elektrycznej

W latach 2009-2010 źródłem zaopatrzenia kraju w energię elektryczną była produkcja energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach, oparta głównie o krajowe zasoby węgla. Udział tych paliw w wytwarzaniu energii elektrycznej na krajowym rynku w 2010 r. wynosił 85,8 %. Warto jednak zwrócić uwagę na utrzymujący się od kilku lat wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W 2010 r. wystąpił ponad 70 % wzrost wytwarzania w źródłach biogazowych i wykorzystujących biomasę w energetyce przemysłowej oraz prawie 20 % wzrost wytwarzania w technologii współspalania, a także w elektrowniach wodnych zawodowych.

Po niewielkim obniżeniu produkcji energii elektrycznej w 2009 r. w wyniku występującego wówczas zahamowania tempa rozwoju gospodarczego kraju, produkcja energii elektrycznej w kolejnym roku zaczęła wzrastać.

W 2010 r. wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto ukształtował się na poziomie 157 414 GWh i był wyższy o prawie 3,8 % w stosunku do 2009 r.

W stosunku do 2009 r. najszybciej wzrosła produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z 8679 GWh do 10654 GWh (o 22,8 %), przede wszystkim wytwarzana przez turbiny wiatrowe (wzrost o przeszło 50 %).

Utrzymujący się od kilku lat wzrost produkcji ze źródeł odnawialnych jest wynikiem stosowanych mechanizmów wsparcia tej produkcji.

**Tabela 10**

*Dynamika i struktura produkcji energii elektrycznej w 2009 i 2010 r.*

Wyszczególnienie	Produkcja			Struktura produkcji	
	2009	2010	Dynamika	2009	2010
	GWh		%	%	
<b>Elektrownie zawodowe</b>	<b>143 509</b>	<b>147 693</b>	<b>102,9</b>	<b>94,60</b>	<b>93,82</b>
<i>w tym:</i>					
- Ciepłne	140 816	144 530	102,6	92,83	91,82
<i>w tym: -węgiel kamienny</i>	81 640	86 211	105,6	53,82	54,77
<i>  w tym: elektrociepłownie</i>	18 893	18 348	97,1	12,45	11,66
- węgiel brunatny	50 353	48 774	96,9	33,19	30,98
- gaz	4 664	4 560	97,8	3,07	2,90
- współspalanie biomasy	4 159	4 985	119,9	2,74	3,17
- Wodne	2 683	3 153	117,5	1,77	2,00
<b>Elektrownie przemysłowe</b>	<b>6 589</b>	<b>7 502</b>	<b>113,9</b>	<b>4,34</b>	<b>4,77</b>
<b>Pozostałe</b>	<b>1598</b>	<b>2 219</b>	<b>138,9</b>	<b>1,05</b>	<b>1,41</b>
<b>OGÓLEM</b>	<b>151 696</b>	<b>157 414</b>	<b>103,8</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<i>w tym:</i>					
Źródła odnawialne	8 679	10 654	122,8	5,72	6,77

Źródło: - URE,

- Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej, ARE S.A.

W 2010 r. największy udział w produkcji energii elektrycznej w kraju posiadała PGE Polska Grupa Energetyczna SA - 36,5 % oraz Tauron Polska Energia S.A. - 15,2 %. Do liczących się podmiotów na polskim rynku energii elektrycznej należały EDF (10,2 %), ENEA S.A. (7,9 %), ZE PAK S.A. (7,0 %) oraz GDF SUEZ (5,6 %). Udział pozostałych podmiotów w rynku produkcji energii elektrycznej wyniósł 17,6 %.

#### 4.1.2 Import energii elektrycznej

Import energii elektrycznej odgrywał stosunkowo niewielką rolę w zaopatrzeniu kraju w energię elektryczną. W 2010 r. import handlowy<sup>2</sup> wyniósł 1743 GWh i stanowił 1,1 % zużycia krajowego. W stosunku do 2009 r. zakup energii elektrycznej z zagranicy zmniejszył się o niecałe 40 %.

Fizyczny import<sup>3</sup> energii elektrycznej pochodził głównie z Niemiec oraz w znacznie mniejszym stopniu ze Szwecji.

**Tabela 11**  
Import energii elektrycznej w latach 2009-2010

Wyszczególnienie	2009	2010	Dynamika 2009 r. =100
	GWh		
Import handlowy	2 839	1 743	61,39
Import fizyczny	7 403	6 310	85,24

Źródło: - URE,  
- Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej, ARE S.A.

#### 4.1.3 Możliwość dysponowania źródłami wytwórczymi

Możliwość dysponowania źródłami wytwórczymi była ograniczona przez ubytki mocy wynikające z remontów średnich, kapitalnych i awaryjnych. W ich wyniku moc dyspozycyjna w elektrowniach krajowych zmniejszyła się w stosunku do 2009 r. o 2,1 %. Obniżyła się relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej z 76,7 % w 2009 r. do 73,5 % w 2010 r.

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wzrost ubytków mocy związany z remontami kapitalnymi, średnimi i awaryjnymi w 2010 r. wpłynęły na zmniejszenie poziomu rezerw w porównaniu do 2009 r. o 23,6 %.

**Tabela 12**  
Średnie roczne wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej w elektrowniach krajowych w latach 2009-2010

(zestawienie ze szczytu wieczornego z dni roboczych)

Wyszczególnienie	2009	2010	Dynamika
	MW		%
Moc osiągalna	34 800	35 538	102,1
Moc dyspozycyjna	26 685	26 136	97,9
Relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej [%]	76,70	73,5	x

Źródło: PSF Operator S.A.

<sup>2</sup> Ilość energii, która wpłynęła do Polski zgodnie z umowami handlowymi.

<sup>3</sup> Całkowita ilość energii, która wpłynęła do Polski.



**Tabela 13**

Średnie roczne wielkości mocy osiągalnej, obciążenia, ubytków mocy i rezerw w elektrowniach zawodowych w latach 2009-2010

(zestawienie ze szczytu wieczornego dnia roboczych)

Wyszczególnienie	2009	2010	Dynamika
	MW		%
Moc osiągalna	32 639	33 369	102,2
Obciążenie	19 856	20 398	102,7
Rezerwy	5 891	4 503	76,4
Remonty kapitalne i średnie	2 891	3 161	109,3
Remonty awaryjne	907	1 443	159,1
Pozostałe ubytki	3 095	3 872	125,1

Źródło: PSE Operator S.A.

## 4.2 Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

### 4.2.1 Uczestnicy rynku zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

Uczestnikami rynku zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną są:

- w obszarze sprzedaży energii elektrycznej:

- **Przedsiębiorstwa wytwórcze** (producenci energii elektrycznej) - działające głównie na rynku hurtowym,
- **Przedsiębiorstwa obrotu (PO)** - działające jako pośrednicy, również głównie na rynku hurtowym. W 2010 r. obrót prowadziło około 30 przedsiębiorstw,
- **Przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziałe” (PO<sub>SD</sub>)** - działający głównie na rynku detalicznym. W 2009 r. działalność prowadziło 14 spółek obrotu PO<sub>SD</sub>. W drugiej połowie 2010 r., po połączeniu ośmiu Spółek Sprzedaży Detalicznej Grupy Kapitałowej PGE i utworzeniu z dniem 31 sierpnia 2010 r. Spółki PGE Obrót S.A. z siedzibą w Rzeszowie, działalność w zakresie obrotu prowadziło 7 przedsiębiorstw obrotu „zasiedziały”.

- w obszarze przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej:

- **Operator Systemu Przesyłowego,**
- **Operatorzy systemów dystrybucyjnych,**

W 2009 r. działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadziło 14 OSD wydzielonych z przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. Po wydaniu decyzji przez Prezesa URE z dnia 31 sierpnia 2010 r. wyznaczającej Spółkę PGE Dystrybucja S.A.<sup>4</sup> Operatorem Systemu Dystrybucyjnego na obszarze działania Grupy Kapitałowej PGE, działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadziło siedmiu OSD.

Ponadto działalność dystrybucyjną prowadziła spółka PKP Energetyka S.A. i liczne, małe spółki lokalne, posiadające koncesje Prezesa URE na dystrybucję energii elektrycznej.

<sup>4</sup> Powstała po konsolidacji ośmiu operatorów systemu dystrybucyjnego (PGE Dystrybucja Warszawa-Teren Sp. z o.o., PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA, PGE ZFORK Dystrybucja Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.)

#### 4.2.2 Obowiązujące koncesje.

Wykonywanie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej<sup>5</sup>, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, obrotu energią elektryczną<sup>6</sup> wymaga uzyskania koncesji. Obowiązki w zakresie koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych realizuje Prezes URE przy pomocy Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych oraz oddziałów terenowych.

W 2010 r. nastąpiła istotna zmiana dotycząca koncesjonowania wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Od 11 marca 2010 r. wytwarzanie energii elektrycznej z biogazu rolniczego nie podlega obowiązkowi koncesjonowania<sup>7</sup>.

W 2010 r. wydano 166 decyzji zmieniających udzielone koncesje i 71 decyzji o umorzeniu, cofnięciu lub wygaszeniu koncesji.

Na koniec grudnia 2010 r. ważne koncesje (1 581) posiadało 1 332 przedsiębiorców wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną.

**Tabela 14**

*Liczba udzielonych koncesji i koncesji ważnych w latach 2009-2010*

Wyszczególnienie	Koncesje udzielone w 2009 r. (szt.)	Koncesje udzielone w 2010 r. (szt.)	Koncesje ważne na 31.12.2010 r. (szt.)
Wytwarzanie	102	134 <sup>1)</sup>	1 079 <sup>2)</sup>
Przesył lub dystrybucja	17	6	188
Obrót	38 <sup>3)</sup>	22 <sup>4)</sup>	314 <sup>5)</sup>
<b>Ogółem</b>	<b>157</b>	<b>162</b>	<b>1 581</b>

1- w odnawialnych źródłach energii (OZE)

2- w tym 976 OZE;

3- w tym 2 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę zagranicą;

4- w tym 4 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę zagranicą;

5- w tym 23 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę zagranicą.

Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE - 2009 r. i 2010 r.

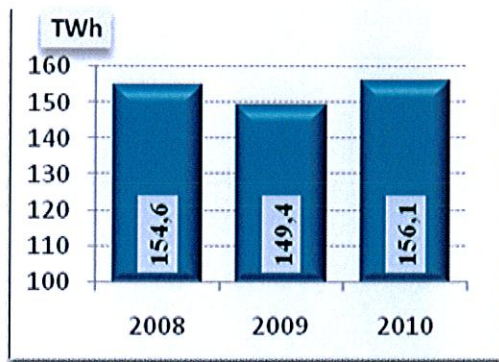
#### 4.2.3 Zużycie i zapotrzebowanie na energię elektryczną

Po okresie spowolnienia gospodarczego w 2009 r., w roku następnym wzrosło o 4,5 % krajowe zużycie energii elektrycznej, odnotowując najwyższy poziom w historii.

<sup>5</sup> Z wyłączeniem: wytwarzania w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczonych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię w kogeneracji z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego (zgodnie z art. 1 pkt 32 ppktb ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz.104).

<sup>6</sup> Z wyłączeniem: obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy oraz obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdzie towarowej rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (art. 32 ust. 1 pkt 4 zmieniony przez art. 6 pkt 4 ustawy z 4 września 2008 r. o zmianie ustawy o obrocie instrumentami finansowymi oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2009 r. Nr 165, poz.1316) z 21 października 2009 r.).

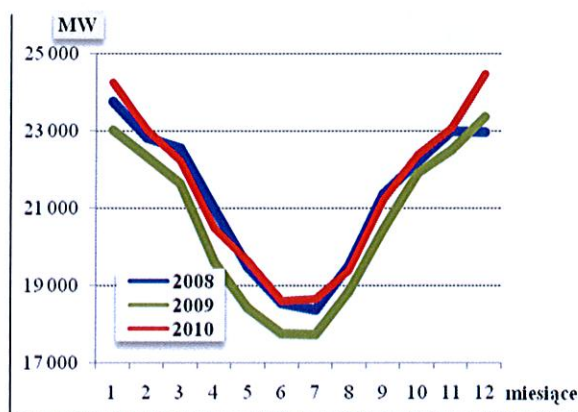
<sup>7</sup> Zgodnie z zapisami ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 1010 r. Nr 21, poz. 104).



Źródło: - Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, ARE S.A.  
 - Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego, ARE S.A.

**Rysunek 7**  
 Krajowe zużycie energii elektrycznej

Przez osiem miesięcy 2010 r. utrzymywało się wyższe średniomiesięczne zapotrzebowanie na moc w szczytach wieczornych, niż analogiczne okresy w 2008 r. (tj. przed okresem spowolnienia gospodarczego).



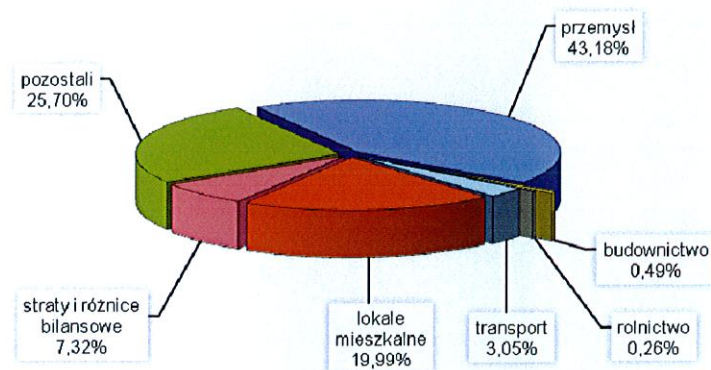
Źródło: - Badanie Statystyczne 1.44.02  
 - Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego, ARE S.A.

**Rysunek 8**  
 Średniomiesięczne zapotrzebowanie mocy w szczytach wieczornych (dni robocze)

Najwięcej energii elektrycznej w kraju zużywał przemysł – łącznie z potrzebami energetycznymi elektrowni przeszło 43 %. Znaczny udział w zużyciu krajowym posiadały również lokale mieszkalne 20 % oraz straty sieciowe 7,3 % (dane wstępne dotyczące 2010 r.).

W przekroju regionalnym największym zapotrzebowaniem na energię elektryczną charakteryzowały się województwa: śląskie, mazowieckie, wielkopolskie oraz dolnośląskie. Do tych czterech województw kierowano prawie połowę energii zużywanej przez odbiorców taryfowych.





Źródło: Badania Statystyczne 1.44.01 i 1.44.02

**Rysunek 9**  
Struktura zużycia energii elektrycznej w kraju w 2010 r.

#### 4.2.4 Kierunki zaopatrzenia

##### Rynek hurtowy

Energia wyprodukowana przez elektrownie i elektrociepłownie zawodowe niemal w całości była sprzedawana na rynku hurtowym. W 2010 r. wytwórcy zawodowi sprzedali 130 059,4 GWh energii, tj. o blisko 2 % więcej niż w 2009 r. i o 2,6 % więcej niż w 2008 r. Był to efekt zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną i większej produkcji. Elektrociepłownie przemysłowe pokrywały głównie potrzeby energetyczne powiązanych z nimi organizacyjnie zakładów przemysłowych.

Główną formą handlu hurtowego energią elektryczną elektrowni i elektrociepłowni zawodowych były kontrakty dwustronne zawierane z przedsiębiorstwami obrotu. Udział tych kontraktów w sprzedaży przedsiębiorstw wytwórczych zmniejszył się z 92,3 % w 2009 r. do 88,8 % w 2010 r. Zdecydowaną większość stanowiła sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu w ramach własnej grupy kapitałowej, w 2009 r. - 73 % i w 2010 r. - ponad 66 %. Zjawisko to ograniczało konkurencję i stanowiło istotny mankament polskiego rynku energii.

W 2010 r. wyraźnie wzrosła sprzedaż na rynku giełdowym (Towarowa Giełda Energii S.A.), z 255 GWh w 2009 r. do 5 917 GWh w 2010 r. Większość sprzedaży dotyczyła rynku chwilowego (spot) - 73,3 %. Obserwowano natomiast znaczący wzrost obrotów na rynku terminowym w procesie zawierania kontraktów handlowych na 2011 r. Wzrost udziału TGE S.A. to efekt wprowadzonych zmian w ustawie - *Prawo energetyczne*<sup>8</sup>, które weszły w życie w sierpniu 2010 r. i miały za zadanie zwiększenie płynności i konkurencji na rynku energii elektrycznej. Udział sprzedaży na rynku bilansującym zmniejszył się nieznacznie i w 2010 r. stanowił około 6 % w strukturze sprzedaży przedsiębiorstw wytwórczych. Sprzedaż do

<sup>8</sup> Zgodnie z zapisami ustawy (ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy - *Prawo energetyczne*) wszyscy wytwórcy od sierpnia 2010 r. mają obowiązek sprzedaży nie mniej niż 15 % energii elektrycznej na giełdach towarowych. Przedsiębiorstwa wchodzące w skład grup energetycznych i mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy o „likwidacji KDT” są natomiast zobowiązane do sprzedaży 100 % wytworzonej energii przez giełdę towarową, na internetowej platformie handlowej lub w drodze otwartego przetargu. Z obowiązku takiego handlu zwolniona jest energia:

- dostarczana od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się jej wytwarzaniem do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej;
- wytworzona w odnawialnym źródle energii;
- wytworzona w kogeneracji;
- używana przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem na potrzeby własne;
- niezbędna do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w ustawie;
- wytworzona w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW.

odbiorców końcowych nie przekroczyła 1 % w strukturze sprzedaży przedsiębiorstw wytwórczych.

W analizowanym okresie na rynku hurtowym stopniowo zmniejszała się sprzedaż przedsiębiorstw obrotu (PO). W 2010 r. wolumen sprzedaży wyniósł 181 338,5 GWh i był to spadek o 6,3 % w stosunku do 2009 r. i o ponad 8 % w zestawieniu z 2008 r. Część energii elektrycznej kupowanej od elektrowni była sprzedawana za granicę. Podobnie jak w latach ubiegłych Polska była eksporterem netto (eksport przewyższał import). Eksport energii elektrycznej był kierowany głównie do Czech i dalej do Austrii i Szwajcarii. W stosunku do 2009 r. eksport zmniejszył się o 1 941 GWh do wielkości 3 097 GWh.

**Tabela 15**  
Eksport energii elektrycznej z Polski

Wyszczególnienie	2008	2009	2010
	GWh		
Eksport handlowy	4 110	5 038	3 097

Źródło: URE

### Rynek detaliczny

W 2010 r. miał miejsce wyraźny wzrost zakupu energii przez odbiorców końcowych na warunkach rynkowych, tj. związanych ze zmianą sprzedawcy. Głównym kierunkiem zaopatrzenia w energię elektryczną odbiorców końcowych w kraju były nadal przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziałe” – w 2010 r. ponad 92 % energii. 73 % sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziałe” realizowały w ramach umów kompleksowych, a blisko 19 % w ramach umów sprzedaży. Sprzedaż do odbiorców końcowych w ramach umów sprzedaży wzrosła o 80 %, z 12,3 TWh w 2009 r. do ponad 22 TWh w 2010 r.

O 72 % wzrosła ilość energii sprzedawanej do odbiorców końcowych przez pozostałe przedsiębiorstwa obrotu, ich udział w sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju wzrósł z 3,5 % w 2009 r. do 5,7 % w 2010 r.

Niewielkiemu zmniejszeniu uległa natomiast sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych przez wytwórców. Udział tej sprzedaży w ogólnej ilości energii sprzedanej do odbiorców końcowych pozostał praktycznie na niezmiennym poziomie (2,2 % w 2010 r.).

**Tabela 16**  
Sprzedaż energii elektrycznej wg dostawców na rynku detalicznym

Wyszczególnienie	Jedn.	Ogółem	Przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziałe”					Odbiorcy końcowi posiadający umowy sprzedaży	Odbiorcy końcowi wytwórców (EI i Ec)	Odbiorcy końcowi przedsiębiorstw obrotu (PO)
			Odbiorcy końcowi posiadający umowy kompleksowe	w tym grupy taryfowe:						
				A (WN)	B (SN)	C (nN)	G (nN)			
2008	TWh	118,1	101,6	13,3	36,1	22,3	29,8	11,1	2,6	2,8
	%	100,00	86,03	11,27	30,59	18,89	25,25	9,37	2,23	2,36
2009	TWh	113,1	93,7	9,1	32,6	21,8	30,2	12,3	3,2	3,9
	%	100,00	82,86	8,05	28,80	19,27	26,70	10,87	2,78	3,48
2010	TWh	118,3	86,8	7,6	27,4	20,5	31,2	22,2	2,6	6,8
	%	100,00	73,37	6,41	23,19	17,35	26,39	18,72	2,18	5,73
(2010/09)	%	104,65	92,66	83,34	84,28	94,19	103,43	180,20	81,97	172,13
(2010/08)	%	100,17	85,42	57,02	75,94	91,98	104,67	200,10	97,65	243,07

Źródło: - Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, ARE S.A.

- Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego, ARE S.A.

Większość odbiorców końcowych, którzy zdecydowali się na zmianę sprzedawcy to odbiorcy na wysokim i średnim napięciu, pozostali to odbiorcy na niskim napięciu, zużywający energię

na potrzeby inne niż socjalno-bytowe. Ceny energii elektrycznej w wymienionych grupach od początku 2008 r. nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odbiorcy z grupy taryfowej G pobierają energię na potrzeby socjalno-bytowe, aktywność tej grupy odbiorców była niewielka. Taryfy na sprzedaż energii elektrycznej dla gospodarstw domowych nadal podlegają procesowi zatwierdzania przez Prezesa URE.

W 2010 r. w ramach umów sprzedaży, obejmujących również umowy ze sprzedawcą wyodrębnionym z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, działającym na terenie OSD do którego sieci są przyłączeni, odbiorcy zakupili:

- 68 % energii sprzedanej ogółem do odbiorców końcowych na WN,
- 29 % energii sprzedanej ogółem do odbiorców końcowych na SN,
- 4,45 % sprzedanej ogółem do odbiorców końcowych na nN.



## 5) Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego

Infrastruktura techniczna sektora elektroenergetyki obejmuje instalacje wytwórcze, przesyłowe i dystrybucyjne.

### 5.1 Wytwarzanie energii elektrycznej

Wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce odbywa się głównie w dużych elektrowniach ciepłych i elektrociepłowniach zawodowych oraz elektrowniach wodnych, przede wszystkim przepływowymi. W 2010 r. obejmowały one łącznie 93 % mocy zainstalowanej w KSE. Udział mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych w elektrowniach i elektrociepłowniach przemysłowych w stosunku do mocy całego KSE w Polsce w 2010 r. wyniósł 5,5 %. Rosnącego znaczenia nabierały rozproszone, odnawialne źródła energii.

Moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2010 r. wynosiła 35 950 MW, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych - 32 758 MW.

**Tabela 17**

Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec roku

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana			Moc osiągalna		
	2009*	2010**	Dynamika	2009*	2010**	Dynamika
	MW		%	MW		%
Elektrownie zawodowe	32 995	32 758	99,28	33 134	32 919	99,35
w tym: ciepłe	30 810	30 563	99,20	30 873	30 653	99,29
w tym: węgiel kamienny	20 920	20 865	99,74	20 980	20 958	99,90
w tym: elektrociepłownie	5 313	5 258	98,96	5 068	5 046	99,57
węgiel brunatny	8 985	8 796	97,90	9 013	8 817	97,83
gaz	883	881	99,77	876	874	99,77
wodne	2 185	2 187	100,09	2 261	2 261	100,00
Elektrociepłownie przemysłowe	1 890	1 971	104,29	1 719	1 818	105,76
Pozostałe	877	1 221	139,22	861	1 221	141,81
<b>Ogółem</b>	<b>35 762</b>	<b>35 950</b>	<b>100,53</b>	<b>35 714</b>	<b>35 958</b>	<b>100,68</b>
w tym:						
źródła odnawialne	1 814	2 168	119,51	1 752	2 119	120,95

Źródło: \* Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, ARE S.A.

\*\* Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej, ARE S.A.

W Polsce dominują elektrownie wytwarzające energię elektryczną ze spalania węgla kamiennego i brunatnego.

W porównaniu do 2009 r. w 2010 r. nastąpiło minimalne zwiększenie w KSE mocy osiągalnej (o 0,7 %). W 2010 r. moc osiągalna źródeł wytwórczych energii elektrycznej będących w dyspozycji OSP czyli tzw. Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD), zmniejszyła się, w stosunku do 2009 r., o 196 MW, co wynikało z wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 206 MW w elektrowni Turów i zwiększeniu o 10 MW mocy osiągalnej jednej jednostki wytwórczej w elektrowni Bełchatów (bloku nr 4).

Natomiast moc osiągalna jednostek wytwórczych nie dysponowanych centralnie (nJWCD), w 2010 r. zwiększyła się o 462 MW w porównaniu z 2009 r. Związane to było, między innymi, z przekazaniem do eksploatacji nowych źródeł odnawialnych o łącznej mocy 339 MW (w tym farma wiatrowa Margonin o mocy osiągalnej 120 MW i elektrownie wiatrowe na obszarze Okręgowej Dyspozycji Mocy Bydgoszcz o mocy osiągalnej 135 MW)

oraz zwiększeniu mocy osiągalnej w elektrociepłowni Żerań w Warszawie o 99 MW, jak również przekazaniem do eksploatacji elektrociepłowni Fortum w Częstochowie o mocy osiągalnej 65 MW.

Najwyższą dynamiką wzrostu mocy charakteryzowały się źródła energii odnawialnej, które zanotowały wzrost o ok. 21 %. Przy czym moc osiągalna w samych źródłach wiatrowych wzrosła w 2010 r. o ok. 49 %.

Majątek trwały elektrowni i elektrociepłowni jest mocno wyeksploatowany. Wiek i stopień wyeksploatowania mocy wytwórczych stanowią jeden z najpoważniejszych problemów KSE. Blisko 45 % wszystkich urządzeń wytwarzających energię elektryczną ma ponad 30 lat, zaś około 77 % ma ponad 20 lat.

Oprócz wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, struktura wiekowa i stan techniczny elektrowni w Polsce są główną przyczyną coraz mniejszej nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do zapotrzebowania szczytowego.

Ze względu na proces starzenia się jednostek wytwórczych oraz konieczność spełnienia unijnych wymagań dotyczących ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> oraz innych zanieczyszczeń, zwłaszcza dwutlenku siarki SO<sub>2</sub> i tlenków azotu (NO<sub>x</sub>), wyeksploatowane bloki energetyczne będą wycofywane lub poddawane modernizacji.

W 2009 r. łącznie oddano do eksploatacji 813 MW nowych mocy wytwórczych, w tym nowy blok o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza, a w 2011 r. planuje się oddać nowy blok o mocy 858 MW w Elektrowni Bełchatów.

Wspomnianym powyżej inwestycjom towarzyszyły odstąpienia pracujących jednostek. W grudniu 2010 r. wycofano z eksploatacji blok nr 8 o mocy 206 MW w Elektrowni Turów.

## 5.2 Sieć przesyłowa

Działalność gospodarczą w zakresie przesyłu wykonuje spółka PSE Operator S.A., wyznaczona przez Prezesa URE do pełnienia funkcji OSP.

Dane charakteryzujące infrastrukturę sieciową elektroenergetycznych sieci przesyłowych, według stanu na 1 stycznia 2010 r., przedstawia tabela 18.

KSE posiada następujące połączenia międzysystemowe:

### a) na granicy północnej:

połączenie 450 kV prądu stałego Polska-Szwecja relacji Słupsk-Storno,

### b) na granicy wschodniej:

- Białorusią:

linia 220 kV relacji Białystok-Roś (od 1 lipca 2004 r. wyłączona z ruchu ze względu na zły stan techniczny, utrzymywana od strony polskiej pod napięciem),

- z Ukrainą:

linia 220 kV relacji Zamość-Dobrotwór,

linia 750 kV relacji Rzeszów-Chmielnicka (wyłączona z ruchu),

### c) na granicy południowej:

- ze Słowacją:

dwutorowa linia 400 kV relacji Krosno-Lemesany,

- z Republiką Czeską:

linia dwutorowa 220 kV relacji Kopanina /Bujaków-Liskovec,  
 linia 400 kV relacji Wielopole-Nosovice,  
 linia 400 kV relacji Dobrzeń-Albrechtice,

**d) na granicy zachodniej:**

linia 400 kV relacji Mikołowa-Hagenwerder,  
 dwutorowa linia 440 kV relacji Krajnik-Vierraden.

**Tabela 18**

Ważniejsze dane charakteryzujące elektroenergetyczne sieci przesyłowe i dystrybucyjne według stanu na dzień 1 stycznia 2010 r.

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2009
<b>DLUGOŚĆ LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH NAPOWIETRZNYCH</b>		
- wysokie napięcia (NN + WN)	km	45 914
750 kV	km	114
400 kV	km	5 261
220 kV	km	8 004
<i>w tym OSD</i>	km	85
110 kV	km	32 535
<i>w tym OSD</i>	km	32 471
- średnie napięcia (SN)	km	234 404
40-60 kV	km	24
30 kV	km	3 416
15-20 kV	km	229 557
poniżej 15 kV	km	1 407
- niskie napięcie (nN)	km	290 360
<b>RAZEM wszystkie napięcia</b>	<b>km</b>	<b>570 678</b>
<b>DLUGOŚĆ LINII KABLOWYCH</b>		
- wysokie napięcia (NN + WN)	km	147
- średnie napięcia (SN)	km	67 565
30-60 kV	km	175
15-20 kV	km	59 325
- niskie napięcie (nN)	km	137 725
<b>RAZEM wszystkie napięcia</b>	<b>km</b>	<b>205 437</b>
<b>LICZBA STACJI O GÓRNYM NAPIĘCIU</b>		
- 400 i 750 kV	szk.	33
- 220 kV	szk.	69
- 110 kV	szk.	1 391
- średnie napięcia (SN)	szk.	244 410
<b>RAZEM wszystkie napięcia</b>	<b>szk.</b>	<b>245 903</b>

*Źródło: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2009, ARE S.A.*

W latach 2009-2010 warunki pracy krajowej sieci elektroenergetycznej były zbliżone do warunków występujących w latach ubiegłych. Pewnej poprawie uległy warunki napięciowe.

W tych latach nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w KSE. Jednak stabilnej pracy KSE zagrażały następujące czynniki:

- rosnący zakresu prac remontowych i inwestycyjnych w sieciach,
- duża awaryjność na skutek anomalii pogodowych,
- nadmierny wzrost napięć w sieci przesyłowej oraz sieci 110 kV spowodowany odciążaniem tych sieci i związanym z tym nadmiarem mocy biernej generowanej w stosunku do mocy biernej odbieranej,
- ograniczenie importu energii elektrycznej z systemów Europy Zachodniej spowodowanego przez przepływy kołowe mocy, wywołane przez elektrownie wiatrowe zlokalizowane na terenie północnych Niemiec,
- wzrost obciążenia w okresie letnim skutkujący ograniczeniem możliwości wykonywania remontów w tym okresie i wpływający tym samym na obniżenie rezerw w innych okresach roku.

Występujące ograniczenia zdolności przesyłowych stanowiły istotną barierę dla wymiany energii elektrycznej z zagranicą, co ma szczególne znaczenie dla zaopatrzenia Polski w energię elektryczną w przypadku wystąpienia jej deficytu na rynku krajowym.

W 2009 r. nakłady inwestycyjne w cenach bieżących na sieć przesyłową wyniosły 745 mln zł. Zgodnie z Planem Rozwoju Krajowej Sieci Przesyłowej na lata 2010-2025 PSE Operator S.A. zamierza przeznaczyć ok. 18 mld zł na rozbudowę sieci przesyłowej.

W ramach działalności inwestycyjnej udało się zrealizować m.in.: budowę linii 400 kV od stacji Ostrów do linii Rogowiec-Trębaczew, rozbudowę i modernizację węzła Łagisza wraz z przyłączeniem bloku Elektrownia Łagisza do systemu przesyłowego (460 MW).

Od lipca 2009 r. rozpoczęła pełną działalność operacyjną Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSO-E), którego członkiem jest też PSE Operator S.A. W 2010 r. powstała pierwsza edycja 10-letniego planu rozwoju ENTSO-E, w którym uwzględniono polskie rozwiązania w zakresie połączeń transgranicznych.

W zakresie rozbudowy Krajowej Sieci Przesyłowej przewiduje się do 2020 r. realizację zadań inwestycyjnych w ramach projektu „*Połączenie elektroenergetyczne Polska-Litwa*”, którego podstawowym celem jest połączenie rynków energii elektrycznej krajów bałtyckich (tj.: Litwy, Łotwy i Estonii) z rynkiem Europy kontynentalnej.

### **5.3 Sieć dystrybucyjna**

W 2010 r., działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej do dnia 31 sierpnia 2010 r. prowadziło 14 OSD, wydzielonych z dniem 1 lipca 2007 r. z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz PKP Energetyka S.A. i liczne, małe spółki lokalne, posiadające koncesje Prezesa URE na dystrybucję energii elektrycznej. Po przeprowadzonej konsolidacji ośmiu OSD wchodzących w skład PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A., od dnia 31 sierpnia 2010 r. działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadziło 7 głównych OSD. Do ich zadań należał rozdział i dostarczanie energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci dystrybucyjnych wysokiego, średniego i niskiego napięcia.

Podstawowe dane charakteryzujące elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne przedstawione zostały w tabeli 18.

Sieć dystrybucyjna wymaga rozbudowy i gruntownej modernizacji, co stwarza konieczność zwiększenia nakładów inwestycyjnych.

Stopień zamortyzowania majątku sieci dystrybucyjnych w 2010 r. wynosił zaledwie nieco ponad 30 %, ale jego wartość księgowa, w związku z restrukturyzacją elektroenergetyki, była kilka razy przeszacowywana. Według danych statystycznych największy stopień zużycia mają stacje WN/SN (tzw. GPZ, czyli Główne Punkty Zasilania).

Modernizacji i przebudowy wymagają ciągi liniowe średniego napięcia i obwody niskiego napięcia, w których zainstalowane są przewody o małych przekrojach (25 i 35 mm<sup>2</sup>) oraz linie, na końcach których spadki napięć przekraczają dopuszczalne normy.

## **6) Działania podejmowane dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw**

### **6.1 Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w ustawie - *Prawo energetyczne***

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej stanowi jeden z podstawowych filarów zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Poziom bezpieczeństwa energetycznego jest warunkowany wieloma czynnikami. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię zależy zarówno od wewnętrznej sytuacji danego kraju, jak i od tej na rynkach światowych. Wśród nich istotnymi są takie czynniki, jak zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdywersyfikowania zewnętrznych źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłania oraz dystrybucji energii.

Aktem prawnym regulującym zabezpieczenie ciągłości zaopatrzenia w energię elektryczną jest ustawa - *Prawo energetyczne* wraz z wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi. Zgodnie z art. 11 ust. 1 ustawy - *Prawo energetyczne*, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej, polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym lub zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, mogą zostać wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Działania te zdefiniowane w art. 11 ust. 3 ustawy polegają na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej. W przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy - *Prawo energetyczne*, zgodnie z art. 11 ust. 7 tej 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. Ograniczenia te w przypadku ich wprowadzenia, muszą być realizowane zgodnie z zakresem planu wprowadzania ograniczeń o którym mowa w rozporządzeniu 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* (Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924), wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy - *Prawo energetyczne*.

Stosownie do ww. rozporządzenia, OSP zobowiązany jest do opracowywania planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, określającego wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania. Plan ograniczeń podlega corocznej aktualizacji w uzgodnieniu z Prezesem URE. Zgodnie z rozporządzeniem, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorców energii elektrycznej, dla których wielkość mocy umownej określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii lub umowie zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii, ustalona została powyżej 300 kW. Aktualny plan ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowany przez OSP i zatwierdzony przez Prezesa URE, obowiązuje do 31 sierpnia 2011 r.

Określony w ten sposób tryb wprowadzania ograniczeń, w praktyce nie dawał możliwości działania i nie obejmował przypadków wynikających z nagłych, nieprzewidzianych zakłóceń

w pracy systemu elektroenergetycznego. Zatem praktyczne możliwości zastosowania tych regulacji w odniesieniu do przeciwdziałania zagrożeniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej były ograniczone i ewentualnie mogły odnosić się jedynie do sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa, które można było przewidzieć z dużym wyprzedzeniem, umożliwiającym podjęcie wszystkich kroków formalnych wymaganych do wydaniem przez Radę Ministrów rozporządzenia stanowiącego podstawę wprowadzenia ograniczeń.

Niezbędne zatem było wprowadzenie do ustawy - *Prawo energetyczne* rozwiązań umożliwiających OSP podejmowanie, w sposób bardzo szybki, określonych działań, w tym również możliwości wprowadzania ograniczeń w sytuacjach, w których nie ma możliwości zastosowania środków, o których mowa w art. 11 ustawy - *Prawo energetyczne*, tzn. w sytuacjach zagrożenia dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które mogą wystąpić nagle i wymagają natychmiastowych działań OSP dla zapobieżenia skutkom tych zagrożeń.

W dniu 8 stycznia 2010 r. Sejm Rzeczypospolitej Polskiej uchwalił ustawę o zmianie ustawy - *Prawo energetyczne* oraz o zmianie niektórych innych ustaw, która weszła w życie z dniem 11 marca 2010 r. (Dz. U. Nr 21, poz. 104). Nowe przepisy prawne, które w wyniku nowelizacji zostały wprowadzone do ustawy - *Prawo energetyczne*, w dodanych art. 11c - 11f spełniły oczekiwania w tym zakresie i zdefiniowały okoliczności w następstwie, których może powstać zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz wprowadziły mechanizm umożliwiający OSP, w ramach środków niezbędnych do usunięcia tego zagrożenia, 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 - *Prawo energetyczne*, na okres nie dłuższy niż 72 godziny. Wypełniona została w ten sposób luka w zakresie praktycznej możliwości zastosowania ograniczeń w odniesieniu do podsektora energii elektrycznej i zjawisk zachodzących w KSE

W zakresie postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w nowelizacji *Prawa energetycznego*, określone zostały obowiązki i uprawnienia OSP oraz użytkowników systemu, w tym wytwórców i odbiorców energii elektrycznej oraz hierarchiczność służb dyspozytorskich i ich uprawnienia. Wprowadzone zostały sankcje za niewykonywanie poleceń ruchowych, nieprzestrzeganie procedur postępowania i wymiany informacji lub niestosowanie się do obowiązujących zasad i kryteriów w zakresie bezpieczeństwa pracy KSE. Doprecyzowane zostały również obowiązki wytwórców energii elektrycznej w zakresie podejmowania działań w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSP do pokrywania kosztów tych działań.

OSP ma ponadto 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, jednocześnie jest zobowiązany do zgłoszenia konieczności wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy - *Prawo energetyczne*, w drodze podawanych do publicznej wiadomości komunikatów.

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 sporządzanego przez OSP dotyczącego powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz podjętych w związku z tym działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, w tym do dokonania oceny



wystąpienia okoliczności powodujących powstanie odpowiedzialności OSP za szkody powstałe u użytkowników KSE.

W nowelizacji *Prawa energetycznego* ustanowione zostały również zasady odpowiedzialności odszkodowawczej OSP z tytułu wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w tym limity tej odpowiedzialności w zależności od liczby odbiorców objętych ograniczeniami.

Należy jednakże podkreślić, iż wprowadzone nowelizacją *Prawa energetycznego* narzędzia znajdują zastosowanie jedynie do ograniczania lub likwidacji skutków zaistniałych stanów zakłóceńowych czy awaryjnych, bądź przeciwdziałania wystąpieniu tych skutków. W żadnym przypadku narzędzia te nie mogą być postrzegane, jako mechanizm służący do równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Nie mogą również służyć, jako mechanizm wykorzystywany do bieżącego bilansowania systemu w stanach normalnej pracy KSE.

## **6.2 Działania nadzwyczajne**

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

- awaryjne dostawy energii elektrycznej z zagranicy,
- umowy na świadczenie usługi praca interwencyjna,
- wdrożenie projektu „*Budowa systemu zarządzania popytem na rynku energetycznym*”.

### **6.2.1 Działania OSP dotyczące awaryjnych dostaw energii elektrycznej z zagranicy.**

PSE Operator S.A. posiada umowy, dotyczące awaryjnych dostaw energii elektrycznej z większością OSP państw sąsiadujących z Polską.

***1) General Contract for Emergency Deliveries, z dnia 29 czerwca 2005 r. zawarta pomiędzy Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. i CEPS, a.s. oraz General Contract for Emergency Deliveries, z dnia 1 stycznia 2008 r. zawarta pomiędzy Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. i SEPS, a.s.***

Przedmiotem umowy jest pomoc awaryjna w postaci dostaw energii na prośbę partnera, który ocenia stan swojego systemu jako awaryjny. Pomoc awaryjna służy przywróceniu bezpiecznych warunków pracy systemu i można się po nią zwrócić w przypadku wykorzystania dostępnych środków w ramach własnego systemu. Pomoc może być zamówiona i zrealizowana w dobie bieżącej, co najmniej 20 minut przed rozpoczęciem realizacji. Czas trwania dostawy i wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów w zależności od możliwości partnera udzielającego pomocy oraz możliwości przesyłowych. Pomoc nie może powodować zagrożenia dla systemu operatora udzielającego pomocy. Należności za dostarczoną energię są rozliczane po cenach rynku bilansującego. Dostawa awaryjna jest realizowana na połączeniach synchronicznych. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony.

**2) *General Agreement on Emergency Energy Exchange z dnia 15 maja 2008 r.; zawarta pomiędzy Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. i 50Hertz Transmission GmbH***

Przedmiotem umowy jest pomoc awaryjna w postaci dostaw lub odbioru energii oraz tzw. cross-border redispatching na prośbę partnera, który ocenia stan swojego systemu jako awaryjny. Pomoc awaryjna służy przywróceniu bezpiecznych warunków pracy systemu, w tym odciążenie linii transgranicznych na przekroju polsko - niemieckim i można się po nią zwrócić w przypadku wykorzystania dostępnych środków w ramach własnego systemu. Pomoc może być zamówiona i zrealizowana w bieżącej dobie, co najmniej 20 minut przed rozpoczęciem realizacji. Czas trwania dostawy/odbioru lub cross-border redispatching oraz wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów w zależności od możliwości partnera udzielającego pomocy oraz możliwości przesyłowych. Pomoc nie może powodować zagrożenia dla systemu operatora udzielającego pomocy. Należności za dostarczoną/odebraną energię są rozliczane po cenach rynku bilansującego; w przypadku cross-border redispatching koszty powstają u obu partnerów i są dzielone między nich w równych częściach. Dostawa awaryjna jest realizowana na połączeniach synchronicznych. Umowa została zawarta na czas nieokreślony.

**3) *System Operation Agreement, z dnia 20 lutego 2009 r.; zawarta pomiędzy Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. i Svenska Kraftnat.***

Przedmiotem umowy jest zbiór zasad eksploatacji połączenia DC oraz realizacji wymiany mocy, w tym pomocy awaryjnej w postaci nieplanowych dostaw energii uruchamianych na prośbę partnera, w którego sieci przesyłowej wystąpiły zakłócenia bilansu mocy lub częstotliwości. Pomoc awaryjna służy przywróceniu bezpiecznych warunków pracy systemu. Pomoc może być zrealizowana w bieżącej dobie poprzez wcześniejsze uzgodnienie zmian bieżących grafików wymiany lub poprzez ręczną zmianę sterowania kablem przez operatora, u którego wystąpiło zakłócenie wymagające natychmiastowych działań. Wybór trybu pomocy jest dokonywany według oceny dyspozytorów. Pomoc nie może powodować zagrożenia dla systemu operatora udzielającego pomocy. Należności za dostarczoną energię są rozliczane po cenach rynku bilansującego. Dostawa awaryjna jest realizowana na połączeniu kablowym (DC) ze Szwecją. Umowa została zawarta na czas nieokreślony.

**4) *Umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. pomocy awaryjnej)***

*Agreement on cross border rescheduling using High-Voltage Direct-Current links over the Baltic Sea, z dnia 28 grudnia 2009 r.-* stronami Umowy są Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A., Svenska Kraftnat, 50Hertz Transmission GmbH i Energinet.dk

Przedmiotem umowy jest pomoc awaryjna w postaci wymuszonego przepływu kołowego mocy w pożądanym kierunku na połączeniach stałoprądowych pomiędzy Polską i Szwecją, Niemcami i Danią oraz Danią i Szwecją poprzez skoordynowaną zmianę grafiku wymiany na ww. połączeniach DC. Pomoc awaryjna służy przywróceniu/odciążeniu linii transgranicznych pracujących synchronicznie. Pomoc może być zamówiona i zrealizowana w bieżącej dobie na prośbę jednego z partnerów. Czas trwania wymuszonego przepływu i wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów w zależności od możliwości partnerów udzielających pomocy oraz możliwości przesyłowych. Pomoc nie może powodować zagrożenia dla systemu operatora udzielającego pomocy. Dostawa awaryjna jest realizowana na połączeniach stałoprądowych. Umowa zawarta jest na czas nieokreślony.

Wszystkie wymienione w pkt 6.2.1 umowy na dostawy awaryjne, należy traktować jako środki nadzwyczajne, wykorzystywane wyłącznie w warunkach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Umowy te ze względu na ich charakter i tryb uzyskiwania pomocy nie mogą być jednakże postrzegane jako alternatywa dla budowy nowych mocy wytwórczych i rozwiązania problemu deficytu mocy ze względu na brak wystarczających

inwestycji w tym zakresie. Podstawowym argumentem jest brak gwarancji ich dostępności (poszczególne uzgodnienia z operatorami sąsiednich systemów przesyłowych są dokonywane operacyjnie lub w bardzo krótkim horyzoncie czasowym, a udzielana pomoc awaryjna najczęściej pochodzi z rezerwy operacyjnej utrzymywanej przez każdego z OSP) oraz to, że środki te nie zawsze są dostępne w wymaganym zakresie, gdyż ich dostępność zależy od aktualnych warunków sieciowych i bilansowych w synchronicznie połączonych systemach przesyłowych i od sytuacji panującej w systemie elektroenergetycznym danego OSP.

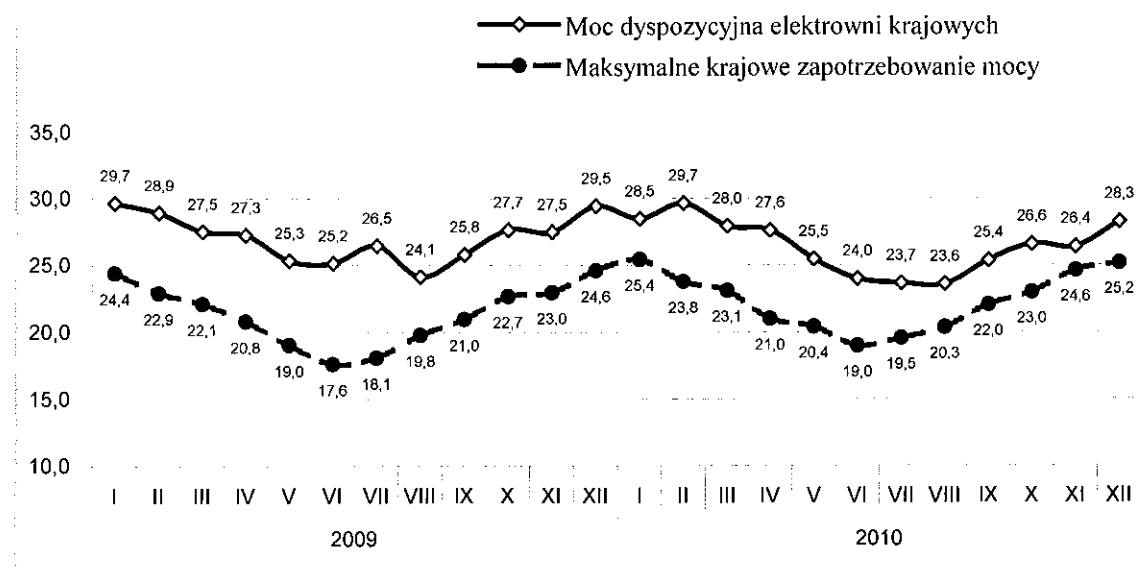
### **6.3 Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej.**

W latach 2009-2010 OSP, realizując obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, określony w art. 9c ust. 2 pkt 2 ustawy - *Prawo energetyczne*, biorąc pod uwagę szczególne właściwości techniczne urządzeń elektrowni szczytowo-pompowych oraz przyjęte w ramach aktualnego modelu rynku energii elektrycznej w Polsce rozwiązania prawne i organizacyjne w zakresie bilansowania KSE oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi, miał zawarte z Elektrowniami Szczytowo-Pompowymi S.A. (obecnie PGE Energia Odnawialna S.A.) oraz z ENERGA Elektrownie Straszyn Sp. z o.o. (obecnie ENERGA Hydro Sp. z o.o.) umowy na świadczenie usługi praca interwencyjna. Usługa praca interwencyjna, ze względu na swój charakter i aktualne uwarunkowania, może być świadczona jedynie przez jednostki wytwórcze bezpośrednio sterowane przez OSP i zdolne do częstej oraz szybkiej zmiany wielkości obciążenia, zarówno w kierunku wytwarzania, jak i poboru energii elektrycznej. Jest wykorzystywana wyłącznie do interwencyjnego równoważenia bilansu mocy czynnej i biernej w całym KSE lub w wybranych jego obszarach oraz w celu utrzymania wymaganych parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej przy respektowaniu występujących w realnych warunkach pracy KSE ograniczeń systemowych dotyczących pracy sieci elektroenergetycznej oraz przyłączonych do niej urządzeń poszczególnych użytkowników systemu.

Jednocześnie PSE Operator S.A. zapoczątkował fazę analiz dla realizacji projektu „*Budowa systemu zarządzania popytem na rynku energetycznym*”. Prowadzone działania zmierzają do wdrożenia programów zarządzania popytem. Planowane jest rozpoczęcie fazy pilotażu, w ramach której OSP będzie kupował od odbiorców usługę redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną.

### **6.4 Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.**

W latach 2009-2010 nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w KSE. W 2009 r. wielkość mocy zainstalowanych utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie, przekraczając 35 GW. W relacji mocy dyspozycyjnych do zapotrzebowania na moc odnotowano na przestrzeni lat 2009-2010 sytuację stabilną. Zostało to zilustrowane na rysunku 10.



Źródło: PSE Operator S.A.

**Rysunek 10**

*Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2009-2010*

W KSE występowała nadwyżka mocy dyspozycyjnych na poziomie wystarczającym, aby zapewnić bezpieczne pokrywanie zapotrzebowania. Z tego punktu widzenia istotna jest także struktura nadwyżki mocy, jak również ubytki mocy spowodowane awariami jednostek wytwórczych. Rezerwa mocy zwiększyła się w 2009 r. licząc rok do roku o ok. 30 % w stosunku do 2008 r. Szczególny wzrost rezerw mocy nastąpił w źródłach ciepłych.

Pozytywną tendencją charakteryzowały się także ubytki mocy spowodowane awaryjnością jednostek wytwórczych, mianowicie zmniejszyły się one o ok. 18 %.

Odnosząc się do mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych w 2010 r., należy zauważyć, że w skali globalnej nie została odnotowana zasadnicza zmiana tych wielkości w porównaniu do 2009 r. Na uwagę zasługuje ponad 50-cię procentowy wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej w źródłach odnawialnych, a także istotny wzrost tych mocy w elektrowniach zawodowych ciepłych gazowych.

**Tabela 19**

*Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2009-2010*

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2009	2010	Dynamika 2010/2009 [%]
Moc osiągalna elektrowni krajowych*	34 830,7	35 537,5	102,03
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych*	26 684,2	26 136,0	97,95
Zapotrzebowanie na moc*	20 620,7	21 405,3	103,80
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	24 593,5 (21.12.2009 r.)	25 448,9 (26.01.2010 r.)	103,48
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	4861,2	3586,3	73,77
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	16 999,4 (10.07.2009 r.)	17 872,4 (25.06.2010 r.)	105,14
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	6973,9	4936,8	70,79

\* dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego z dni roboczych

Źródło: PSE Operator S.A.

W 2010 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 405,3 MW i wzrosło o ponad 3,8 %, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 448,9 MW i wzrosło o prawie 3,5 % w stosunku do 2009 r. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2010 r. zostały przedstawione w powyższej tabeli.

Charakterystyczna dla poprzednich lat wzrostowa tendencja dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej, po jej krótkotrwałym odwróceniu w 2009 r., trwała nadal w 2010 r. Taka sytuacja może mieć znaczenie dla wielkości mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP, a także dla wielkości niezbędnych rezerw mocy.

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 34 690 MW w 2009 r. do 35 538 MW w 2010 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej spadła z 26 685 MW w 2009 r. do 26 136 MW w 2010 r., co spowodowało zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej z 76,7 % do 73,5 %. Dodatkowo w 2010 r. w porównaniu z 2009 r. wystąpił spadek rezerw w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

Należy podkreślić, że w 2010 r. odnotowano najwyższe średnie roczne, krajowe zapotrzebowanie na moc z dni roboczych oraz najwyższe zapotrzebowanie na moc w historii polskiej energetyki, które w dniu 26 stycznia 2010 r. wyniosło 25 449 MW. Rezerwa mocy w KSE w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc wyniosła 3 586,3 MW, co stanowiło około 14 % nadwyżkę mocy dyspozycyjnej ponad zapotrzebowanie w tym dniu. Była ona jednak niższa od poziomu rezerwy mocy dyspozycyjnej, wymaganego w sporządzanych przez OSP Planach Koordynacyjnych Dobowych, które powinny gwarantować dla każdego szczytu dobowego nadwyżkę mocy ponad zapotrzebowanie, nie mniejszą niż 17 %.

Pomimo tego faktu należy jednak stwierdzić, że rezerwy mocy dostępne dla OSP w latach 2009-2010 kształtowały się na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE i były ogólnie wyższe od wymaganych. Z powyższego wynika, że bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w 2009 i 2010 r. nie było więc zagrożone.

Należy również nadmienić, że uchwalona w dniu 8 stycznia 2010 r. nowelizacja ustawy - *Prawo energetyczne* nałożyła na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW, obowiązek dotyczący raportowania do Prezesa URE o prognozach (obejmujących w szczególności wielkość produkcji energii elektrycznej, przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł oraz dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do produkcji energii elektrycznej) na kolejne 15 lat, a także aktualizacji tych planów co 3 lata. Rozszerzy to zatem zakres monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o horyzont długoterminowy.



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

Najważniejszym i decydującym o bezpieczeństwie pracy i możliwości dalszego rozwoju sieci przesyłowej jest zrealizowanie zadań zaplanowanych do 2016 r. Inwestycje te zostały zaprogramowane w taki sposób, że stanowią podstawę dla rozwoju systemu elektroenergetycznego w latach następnych. Realne możliwości zrealizowania zaplanowanych inwestycji jest uzależniona od wprowadzenia takich uregulowań prawnych, które będą umożliwiały i wspierały rozwój systemu elektroenergetycznego.

Szacowane nakłady na zamierzenia dotyczące rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowych ujęte w opracowanym przez PSE Operator S.A. Planie Zamierzeń Inwestycyjnych (PZI) w latach 2012-2016, wynoszą 8,9 mld zł.

Zgodnie z koncepcją modernizacji linii przesyłowych przygotowaną przez PSE Operator S.A., rozbudowa i modernizacja sieci przesyłowej polegać będzie na koncepcji rozwoju sieci 400 kV na 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.

Konieczność rozbudowy sieci przesyłowej wynika przede wszystkim z prognoz dotyczących wzrostu zapotrzebowania odbiorców na moc i energię elektryczną, wymagań odbiorców w zakresie pewności zasilania oraz inwestycji koniecznych do przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych jednostek wytwórczych. Potrzeby rozbudowy sieci przesyłowych wynikają również z przepisów prawa, w szczególności *rozporządzenia (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*. Rozbudowa połączeń transgranicznych ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz likwidację barier swobodnego handlu energią na rynku wewnętrznym i międzynarodowym, co wynika z zobowiązań międzynarodowych. 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.

Opracowując plan modernizacji i rozbudowy sieci PSE Operator S.A. musiał uwzględnić:

- przyłączenie do sieci przesyłowej nowych źródeł konwencjonalnych,
- planowane likwidacje-wycofania z pracy części jednostek wytwórczych,
- przewidywane lokalizacje elektrowni jądrowych na obszarze kraju,
- przyłączenie do sieci OZE o mocach wynikających z celów Pakietu Klimatyczno-Energetycznego,

- zmiany strukturalne układów zasilania w energię elektryczną poszczególnych województw,
- pokrycie prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w przyszłości,
- likwidacja zagrożeń w strukturze zasilania niektórych obszarów kraju, uwzględniając w szczególności duże aglomeracje,
- wykorzystanie tzw. mocy interwencyjnych (źródeł energii likwidujących czasowe niedobory mocy czynnej i biernej wynikające z dzisiejszego układu sieci przesyłowej, warunków jej pracy i nieprzewidywalnego charakteru pracy farm wiatrowych),
- realizacja połączeń transgranicznych wynikających z podpisanych umów międzynarodowych.

Planowany kształt rozbudowy sieci przesyłowej jest wynikiem obecnego jej stanu oraz działań wynikających z planowanych przyłączeń nowych jednostek wytwórczych, w tym OZE, jest również wynikiem prowadzonych uzgodnień z OSD nad zapewnieniem perspektywicznego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz uzgodnionych z operatorami sąsiednich systemów elektroenergetycznych kierunkowych działań rozbudowy połączeń międzysystemowych.

Wykaz planowanych inwestycji w sieć przesyłową połączeń międzysystemowych oraz linii energetycznych wewnętrznych do 2015 r., przedstawiono w tabeli 20.

**Tabela 20**

*Planowane inwestycje w wewnętrzną sieć przesyłową i sieć przesyłową połączeń międzysystemowych (do 2015 r.)*

Nazwa planowanego przedsięwzięcia
<b>Rozbudowa KSE w południowo-zachodniej części kraju</b>
Powiązanie systemów elektroenergetycznych 400 i 220 kV poprzez budowę połączenia 400 kV od stacji 400/110 kV Pasikurovice do istniejącej linii 220 kV Świebodzice-Klecina
Budowa linii 400kV od stacji 400/110 kV Czarna do stacji 220/110 kV Polkowice <i>(planowane zakończenie 2016 r.)</i>
<b>Rozbudowa i modernizacja węzła centralnego</b>
Budowa linii 400 kV Kromolice-Pątnów po trasie linii 220 kV Plewiska-Konin
Budowa linii 400 kV Pątnów-Jasieniec-Grudziądz
Budowa połączenia 400 kV pomiędzy stacjami przyelektrownianymi Elektrowni PAK i Bełchatów
<b>Warszawski węzeł elektroenergetyczny</b>
Budowa linii 400 kV Miłosna-Siedlce Ujrzanów
Budowa linii 400 kV Kozienice-Siedlce Ujrzanów <i>(planowane zakończenie 2017r.)</i>
Budowa linii 400 kV Rogowiec-Oltarzew
Budowa stacji 220/110 kV Wyszków do linii Ostrołęka-Miłosna
<b>Rozbudowa i modernizacja podsystemu śląskiego</b>
Budowa linii wielotorowej 400 i 220 kV Byczyna-Bieruń-Poręba-Czczot-Wielopole
<b>Rozbudowa i modernizacja systemu północno zachodniego</b>
Budowa linii Piła Krzewina-Krajnik, modernizacja wraz z przebudową linii Krajnik-Plewiska, Krajnik-Moszczyń-Dunowo
Budowa linii 400 kV Plewiska-Piła Krzewina-Zydowo-Dunowo
Budowa linii 400 kV Piła Krzewina-Bydgoszcz Zachód
Przebudowa linii 220 kV Jasieniec-Gdańsk Błonia na linię 400 kV lub linię dwunapięciową
<b>Rozbudowa systemu w północno-wschodniej części kraju</b>
Budowa linii 400 kV Narew-Ostrołęka
Budowa linii 400 kV Elk - nowa stacja Rutki na trasie linii Ostrołęka - Narew
Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów (kierunek Miłosna)
Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Elk
Budowa linii 400 kV Płock-Olsztyn Mątki
Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Olsztyn Mątki

*Źródło: PSE Operator S.A.*

Poprzez realizację zaplanowanych inwestycji w modernizację i rozbudowę sieci zostaną osiągnięte następujące cele:

- długość linii 400 kV wzrośnie o blisko 1 800 km,
- długość linii 220 kV zmniejszy się o około 800 km,
- na około 190 km linii 220 kV zostanie zwiększona zdolność przesyłowa,
- zdolność transformacji 400/110 kV zostanie zwiększona o 11 060 MVA,
- zdolność transformacji 400/220 kV zostanie zwiększona o 5 160 MVA,
- zdolność transformacji 220/110 zostanie zwiększona o 3 305 MVA,

- zdolności regulacyjne mocy biernej sieci przesyłowej zostaną zwiększone w zakresie: +800/-400 MVar,
- na zachodniej granicy Polski zostaną zainstalowane przesuwniki fazowe pozwalające na ograniczenie tzw. przepływów „kołowych”.

Wykonanie wszystkich zaplanowanych w PZI prac zarówno w zakresie rozbudowy jak modernizacji sieci przesyłowej w aspekcie rozwoju połączeń wewnętrznych i połączeń międzynarodowych pozwoli osiągnąć następujące cele, które doprowadzą do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państwa. W szczególności realizacja tych inwestycji pozwoli na:

- realizację polityki energetycznej Polski w zakresie części celów wyznaczonych dla podsektora elektroenergetycznego,
- stworzenie warunków bezpiecznej pracy KSE zapewniających współpracę ze sobą źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych parametrach ich pracy,
- zwiększenie pewności zasilania obszarów metropolii poprzez strukturalne zmiany układów zasilania w newralgicznych obszarach kraju,
- wzmocnienie roli systemu przesyłowego w KSE poprzez rozbudowę strukturalną sieci przesyłowej oraz częściowe i stopniowe zdejmowanie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- zwiększanie możliwości ruchowych w KSE,
- zwiększenie zdolności regulacji napięć,
- wyprowadzenie mocy z przyłączonych źródeł,
- rozbudowę połączeń transgranicznych w celu wzrostu konkurencyjności na wewnętrznym i wspólnotowym rynku energii.

Skuteczna realizacja zaplanowanych działań jest uzależniona również od likwidacji barier w przepisach prawnych dotyczących pozyskiwania praw do dysponowania nieruchomościami w procesie budowy linii elektroenergetycznych. Realizacja zaplanowanej rozbudowy wynika z konieczności spełnienia szeregu działań zawartych w polityce energetycznej kraju, w tym w odniesieniu do spełnienia postanowień Pakietu Klimatyczno-Energetycznego i stworzeniu warunków przyłączenia OZE w wielkości określonej dla naszego kraju, oraz planowanej rozbudowy sieci przesyłowej w kontekście potencjalnej budowy w przyszłości elektrowni jądrowych.

Przed polskim sektorem elektroenergetycznym stoi szereg trudnych zadań, których sprostanie będzie olbrzymim wyzwaniem. Do najważniejszych spośród nich należy zaliczyć spełnienie wymogów zawartych w Pakiecie Klimatycznym, który przewiduje ograniczenie do 2020 r. emisji gazów cieplarnianych o 20 %, zwiększenie udział źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym do 20 % oraz podniesienie o 20 % efektywności energetycznej. Podniesieniu efektywności energetycznej służyć ma również dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającej dyrektywę Rady 93/76/EWG, której głównymi celami są opłacalna ekonomicznie poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii oraz osiągnięcie krajowego celu indykatywnego w zakresie oszczędności energii w wysokości 9 % w dziewiątym roku stosowania dyrektywy.

W celu realizacji tych trudnych zadań Ministerstwo Gospodarki przygotowało ustawę z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551), która wchodzi w życie w dniu 11 sierpnia 2011 r. Przedmiotowa ustawa do osiągnięcia odpowiedniej wielkości oszczędności zużycia energii przewiduje wprowadzenie szeregu mechanizmów wspierających, wśród których znajdują się między innymi białe certyfikaty, jako mechanizm rynkowo sprzyjający wzrostowi efektywności energetycznej w łańcuchu wytwarzania, przesyłu i zużycia energii. Jednak wydaje się, że spełnienie celów jakie stawia przed nami

UE, w zakresie oszczędzania energii czy redukcji gazów cieplarnianych wymaga jeszcze dalej idących rozwiązań.

Jednym z mechanizmów służących realizacji celów związanych z oszczędzaniem energii, jest rozwój sieci inteligentnych (*smart grids*), w tym także inteligentnego opomiarowania (*smart metering*). Szczególnie istotne z punktu widzenia uzyskania oszczędności energii wydaje się wdrożenie do polskiego systemu elektroenergetycznego rozwiązań związanych z inteligentnym opomiarowaniem. Dzięki wprowadzeniu nowych systemów pomiarowych w proces oszczędzania energii będzie można zaangażować całe społeczeństwo. Takie zaangażowanie będzie możliwe dzięki funkcjom, jakie będą posiadały te urządzenia. Spośród nich należy wymienić w szczególności możliwość dwustronnej komunikacji pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym, a odbiorcą. Dzięki tym urządzeniom odbiorca energii będzie miał stały dostęp do informacji o bieżącym zużyciu energii oraz o jej cenach, co spowoduje, że będzie mógł w racjonalny sposób zarządzać swoim zużyciem i przy okazji wpływać na wielkość tego zużycia i wysokość swoich rachunków. Rozwiązanie to będzie niosło ze sobą korzyści także dla przedsiębiorstw energetycznych, które mając stały dostęp do bieżących informacji o zużywanej energii, będą w stanie w sposób bardziej dokładny określać wielkość zapotrzebowania na energię, a co za tym idzie także ograniczać straty energii.

W związku z powyższym, mając na uwadze zalety jakie niesie ze sobą wprowadzenie rozwiązań związanych z rozwojem inteligentnych sieci, a także inteligentnych systemów pomiarowych dla systemu elektroenergetycznego oraz dla wypełnienia nałożonych na Polskę przez UE zobowiązań, zapisy dotyczące tych kwestii zostały wprowadzone do *Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku*. Przedmiotowy dokument w programie działań wykonawczych na lata 2009-2012 przewiduje w szczególności wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych, umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii, upowszechnienie stosowania elektronicznych liczników energii elektrycznej z wprowadzeniem ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu tych liczników, jak również wprowadzenie zasady, że operator sieci jest właścicielem liczników dla wszystkich odbiorców.

W celu realizacji powyższych zadań w dniu 6 grudnia 2010 r. Zarządzeniem Przewodniczącego Międzyresortowego Zespołu do Spraw Realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku, którym jest Minister Gospodarki, został powołany zespół do spraw związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci elektroenergetycznych w Polsce. Do prac w przedmiotowym zespole zostali powołani m. in. przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, Urzędu Regulacji Energetyki, PSE Operator S.A., Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz Towarzystwa Obrotu Energią. Do głównych zadań jakie zostały postawione przed przedmiotowym zespołem należy zaliczyć:

- przygotowanie analizy możliwości i zakresu wprowadzenia w Polsce inteligentnych sieci elektroenergetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem inteligentnych systemów pomiarowych,
- zebranie i porównanie doświadczeń z państw, które już wprowadziły inteligentne systemy pomiarowe,
- wypracowanie jednolitego modelu inteligentnych sieci ze szczególnym uwzględnieniem jednolitego modelu inteligentnego opomiarowania,
- przygotowanie założeń do aktów prawnych wprowadzających system inteligentnych sieci.

Kluczową przesłanką do wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce jest zagrożenie wynikające z możliwości niebilansowania mocy w KSE w perspektywie najbliższych kilku lat. Jest to związane z jednej strony z procesem wyłączenia z eksploatacji najstarszych bloków wytwórczych, cechujących się wysoką emisją pyłów (również w wyniku wygaśnięcia okresu derogacji w związku z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/WE



z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych - IED), a z drugiej strony obserwowanym brakiem aktywności w zakresie budowy nowych źródeł wytwórczych, głównie ze względu na niepewność inwestycyjną związaną przede wszystkim z brakiem w ostatnich latach jasnych kryteriów przydziału darmowych limitów emisji CO<sub>2</sub> po 2012 roku, co istotnie zwiększa ryzyko biznesowe potencjalnego inwestora.

## **7.1 Planowane inwestycje w połączenia transgraniczne**

W 2010 r. powstała pierwsza edycja 10 letniego planu rozwoju ENTSO-E, w którym oprócz planowanych zamierzeń w zakresie rozbudowy wewnętrznych sieci przesyłowych poszczególnych operatorów przesyłowych, ujęto również rozbudowę połączeń transgranicznych. W planie rozwoju ENTSO-E uwzględniono analizowane przez stronę Polską rozwiązania w zakresie połączeń transgranicznych.

Planowane przez Polskę inwestycje transgraniczne w podziale na kierunki:

### **7.1.1 Połączenie Polska - Litwa**

Budowa połączenia pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Litwy należy do priorytetowych przedsięwzięć Unii Europejskiej, które zostało włączone do kategorii projektów o najwyższym znaczeniu dla rozwoju europejskiego rynku energii elektrycznej. Inwestycje realizowane w ramach projektu obejmują budowę dwutorowej linii 400 kV Ełk-Alytus wraz z niezbędną rozbudową polskiego i litewskiego systemu przesyłowego. Projekt ten należy do najistotniejszych elementów prowadzonej od 2008 r. inicjatywy Komisji Europejskiej „*Baltic Energy Market Interconnection Plan*”, której celem jest pełna integracja trzech krajów bałtyckich z europejskimi rynkami energii elektrycznej.

Projekt obejmuje 19 zadań inwestycyjnych, które zgodnie z planami mają zostać zrealizowane do 2020 r. Wszystkie działania dotyczące powyższej inwestycji obejmują dwa etapy:

- 1) Pierwszy - obejmuje 11 zadań inwestycyjnych, których realizacja wykonana zostanie do końca 2015 r. Głównym zadaniem będzie budowa połączenia transgranicznego (2-torowa linia 400 kV do granicy państwa wraz z rozbudową stacji Ełk. Wykonanie tej inwestycji umożliwi przesył energii elektrycznej jedynie w kierunku z systemu litewskiego do polskiego, w wielkości do 500 MW.
- 2) Drugi, który obejmie pełną rozbudowę polskiego systemu przesyłowego, planowany jest do zrealizowania w 2020 r. Jego wykonanie umożliwi pełne wykorzystanie zdolności przesyłowych połączenia w obu kierunkach, w wielkości 1 000 MW.

### **7.1.2 Połączenie Polska - Ukraina**

Polski i ukraiński system przesyłowy jest połączony dwoma liniami transgranicznymi. Pierwsza to linia 750 kV w relacji Rzeszów-Chmielnicka (Ukraina), linia ta jest wyłączona z ruchu od 1993 r. ze względu na stan techniczny. Druga to jednotorowa linia 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina), która współpracuje z wydzieloną po stronie ukraińskiej jednostką wytwórczą. Stan linii i całego połączenia jest dobry i nie wymagający w najbliższej przyszłości dokonywania znaczących remontów i modernizacji. Ze względu na małe możliwości importowe (maks. 215 MW), linia ta ma niewielkie znaczenie dla wymiany międzynarodowej między państwami. W 2010 r. linia nie była wykorzystywana do importu energii z Ukrainy.

Współpraca ze stroną ukraińską, dotycząca ponownego uruchomienia linii 750 kV została zainicjowana na szczeblu rządowym (Grupa Robocza ds. Energetyki działająca w ramach Polsko-Ukraińskiej Komisji Międzyrządowej ds. Współpracy Gospodarczej). Aktualnie trwają ustalenia dotyczące uzyskania jednoznacznego stanowiska ze strony ukraińskiej, który z wariantów połączenia linii (asynchroniczny czy synchroniczny) będzie ostatecznym rozwiązaniem. Realizacja inwestycji od momentu podjęcia decyzji będzie wymagała przy wariantcie asynchronicznym co najmniej 3-4 lat, przy szacowanym nakładzie inwestycyjnym 940 mln złotych, a przy wariantcie synchronicznym 7-8 lat.

### **7.1.3 Połączenia Polska - Białoruś**

Polska jest połączona z systemem Białoruskim dwoma połączeniami transgranicznymi:

1. Jednotorowa linia 220 kV Białystok-Roś (Białoruś), która została wyłączona z ruchu w 2006 r. Stan techniczny linii i rozdzielni 220 kV wymaga gruntowej przebudowy istniejącego układu połączeń.
2. Dwutorowa linia 110 kV Wólka Dobrzyńska-Brześć (Białoruś), przesyłająca moc do KSE z wydzielonych na polski system bloków elektrowni Bierzowska, o maksymalnym. przesyłanej mocy do 120 MW. Właścicielem linii jest osoba prywatna. W 2010 r. linia nie była wykorzystywana do importu energii z Białorusi.

PSE Operator S.A. oraz pełniące funkcje operatora systemu przesyłowego w Republice Białorusi GPO „Belenergo” rozpoczęły w 2009 r. współpracę dotyczącą budowy rozważanego połączenia. Prowadzone działania realizowały zapisy Memorandum między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Republiki Białorusi o współpracy w dziedzinie elektroenergetyki (w szczególności Artykułu 3 Współpraca Inwestycyjna) z września 2009 r. oraz postanowienia Wspólnej Polsko -Białoruskiej Komisji Międzyrządowej ds. Współpracy Gospodarczej, której po stronie polskiej patronuje Ministerstwo Gospodarki.

Ponowne uruchomienie połączenia polskiego systemu przesyłowego z białoruskim byłoby technicznie możliwe poprzez wybudowanie nowej 2-torowej linii 400 kV w relacji Narew-Roś, ze wstawką przekształtnikową po stronie białoruskiej. Dzięki temu wzrosłyby w latach 2015-2020 zdolności przesyłowe w kierunku importu energii do 500 MW. Nakłady inwestycyjne niezbędne do sfinansowania budowy polskiej części połączenia szacowane są na ok. 320 mln złotych. Według oceny PSE Operator S.A. uruchomienie połączenia mogłoby nastąpić w latach 2016-2017.

### **7.1.4 Połączenie Polska - Rosja**

Współpraca ze stroną rosyjską została podjęta na szczeblu rządowym w ramach Grupy Roboczej ds. Paliwowo-Energetycznych, działającą w ramach Polsko-Rosyjskiej Komisji Międzyrządowej ds. Współpracy Gospodarczej. Wstępne rozmowy dotyczące możliwej współpracy i możliwości budowy połączenia transgranicznego z Obwodem Kaliningradzkim prowadzone są obecnie w ramach grupy przedsiębiorstw: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i PSE Operator S.A. ze strony polskiej oraz INTER RAO UES (przedsiębiorstwo zajmujące się handlem energią) i OJSC „Federal Grid Company UES” (podmiot zarządzający systemem elektroenergetycznym na obszarze 73 regionów Federacji Rosyjskiej).

Nowe inwestycje sieciowe zwiększające możliwości importu energii elektrycznej mogą przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz mogą

pozytywnie wpływać na bilans mocy w KSE. Nie mogą jednak być traktowane, jako alternatywa rozwiązania problemu inwestycji w nowe moce wytwórcze w skali kraju.

Należy jednakże zaznaczyć, że realizacja inwestycji międzysystemowych nie jest jednoznaczna z automatycznym rozpoczęciem dostaw importowych energii w kierunku Polski. O ewentualnym imporcie energii elektrycznej do Polski będą bowiem decydować zarówno warunki ekonomiczne wynikające z cen energii elektrycznej po obu stronach połączenia, jak i uwarunkowania techniczne funkcjonowania systemów elektroenergetycznych Polski i krajów, z którymi te połączenia będą łączyć system polski.

## Wnioski

1. W latach 2009-2010 nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w KSE. Rezerwy mocy osiągalnej dostępne dla OSP w latach 2009-2010 kształtowały się na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE i były ogólnie wyższe od wymaganych. Zarówno w roku 2009 jak i 2010 energia niedostarczona z powodu ograniczeń stanowiła tylko około 0,02 % krajowego zużycia energii elektrycznej. W związku z powyższym bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w 2009 i 2010 r. nie było zagrożone.
2. Sposobem przeciwdziałania okresowemu niebilansowaniu mocy w KSE, tj. niedoborom mocy wytwórczych względem zapotrzebowania odbiorców energii elektrycznej, jest m. in. poprawa efektywności energetycznej oraz zmiana zachowania odbiorców, prowadząca do redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc. Realizacja tych celów wymaga wdrożenia nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych, w tym m. in. inteligentnego opomiarowania i inteligentnych sieci, z jednoczesnym wprowadzeniem nowych taryf skłaniających do zmian zachowania odbiorców, a w konsekwencji do przesunięcia zużycia na pozaszczytowe godziny doby.
3. Inwestycje w nowe wysokosprawne moce, dla których darmowe uprawnienia z tytułu derogacji są często elementem domykającym bilans nakładów, są kluczowym elementem do redukcji jednostkowej emisji CO<sub>2</sub> oraz promocji najnowszych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Działania KE prowadzące do zmniejszenia skali wykorzystania derogacji powodują znaczące zagrożenie dla realizacji rozpoczętych przed 2008 r. inwestycji i związanego z tym bezpieczeństwa energetycznego kraju.
4. Praca KSE w normalnych warunkach obciążenia nie stwarza zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jednak aby zapewnić niezawodne dostawy energii elektrycznej w warunkach wysokiego zapotrzebowania na moc, konieczne jest przeprowadzenie inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowej w północnej części KSE oraz sieci dystrybucyjnej 110 kV w obszarze dużych aglomeracji miejskich. Do poprawy bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej, przyczynią się także realizowane przez PSE Operator S.A. inwestycje mające na celu zwiększenie możliwości eksportowo-importowych KSE. Pozwolą one między innymi na odciążenie sieci przesyłowej w północno-zachodniej Polsce (montaż przesuwników fazowych na połączeniach z Niemcami) oraz przyczynią się do utworzenia sieci pierścieniowej w północno-wschodniej części naszego kraju (budowa mostu energetycznego Polska-Litwa wraz z infrastrukturą towarzyszącą).
5. Istotnym problemem sektora elektroenergetycznego jest obserwowany w 2010 r. zauważalny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, przy jednoczesnym spadku mocy dyspozycyjnej elektrowni i elektrociepłowni. Dodatkowo w 2010 r. w porównaniu z 2009 r. wystąpił spadek rezerw w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.
6. Aktualna prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną wskazuje, że będzie ono wzrastać, zarówno w najbliższych pięciu latach jak i w perspektywie do 2030 r. W całym okresie do 2030 r. średnioroczne tempo wzrostu oceniane jest na poziomie 1,6 %, a zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2030 r. osiągnie wielkość około 210 TWh. Największy wzrost zapotrzebowania spodziewany jest w sektorze usług (o 62 %), gospodarstwach domowych (o 48 %), a także w przemyśle (o 35 %). Zapewnienie



produkcji energii elektrycznej w ilości pozwalającej na pokrycie prognozowanego wzrostu zapotrzebowania, w warunkach starzenia się majątku wytwórczego w polskim systemie elektroenergetycznym, a także w kontekście zobowiązań wynikających z Pakietu Klimatyczno-Energetycznego, będzie wymagało obok wysokosprawnych elektrowni węglowych, budowy również innych źródeł: odnawialnych, gazowych oraz jądrowych, co spowoduje zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej. Czynnikiem, które w największym stopniu będą wymuszały zmianę bazy paliwowej w elektroenergetyce są: obowiązek redukcji emisji CO<sub>2</sub> oraz ograniczanie emisji innych zanieczyszczeń do atmosfery, a także konieczność wypełnienia wymagań UE w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze energii finalnej brutto.

7. W okresie najbliższych lat należy szczegółowo monitorować i analizować dostępność operacyjnej rezerwy mocy dla OSP, której zmniejszenie mogłoby spowodować okresowe, lokalne niedobory energii elektrycznej, szczególnie w czasie szczytowych obciążeń. Taka sytuacja może wystąpić w okresach nasilonych remontów planowych jednostek wytwórczych oraz w przypadku wystąpienia nietypowych warunków pogodowych, które spowodują trudności z przesyłaniem oraz chłodzeniem jednostek wytwórczych. Ryzyko wystąpienia przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dotyczy w szczególności lokalnych obszarów zasilania, które charakteryzują się ponadprzeciętnym wzrostem zapotrzebowania na moc szczytową, leżących w dużej odległości od systemowych źródeł wytwórczych. Z przeprowadzonej analizy sektora wytwórczego i zidentyfikowanych zagrożeń w pokryciu zapotrzebowania na moc wynika również, że w przypadku braku podjęcia natychmiastowych działań zmierzających do rozpoczęcia inwestycji w nowe moce wytwórcze, należy liczyć się z wystąpieniem niedoboru mocy, również po 1 stycznia 2016 r., i problemami z pokryciem zapotrzebowania na energię elektryczną do czasu uzyskania odpowiednich nadwyżek bilansowych. W kontekście tego, wskazane jest dokonanie pogłębionych analiz i sporządzenie wariantowych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną, które w połączeniu z odsuwaniem w czasie planami budowy nowych źródeł wytwórczych mogą wskazać na konieczność skorzystania z art. 16a ustawy - *Prawo energetyczne*, który dopuszcza ogłoszenie przez Prezesa URE przetargu na budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną.
8. Biorąc pod uwagę plany inwestycyjne przedsiębiorstw wytwórczych, można ocenić, że do 2015 r. planowane nowe moce tylko nieznacznie przewyższają planowane wycofania. W razie wystąpienia opóźnień w budowie nowych źródeł należy liczyć się z możliwymi problemami z pokryciem zapotrzebowania na energię elektryczną – szczególnie w perspektywie wejścia w życie zapisów nowej dyrektywy IPCC (IED). Sytuacja może ulec poprawie, w przypadku kiedy zrealizowane zostaną planowane inwestycje w nowe duże bloki energetyczne (Opole, Jaworzno III, Kozienice, Ostrołęka, Rybnik), ale istnieje obawa, że nie uda się tych inwestycji zakończyć przed 2016 r. W razie istotnych opóźnień w budowie nowych źródeł węglowych alternatywą może być budowa źródeł zasilanych gazem ziemnym, cechujących się niższą kapitałochłonnością i krótszym czasem budowy. W sytuacji deficytów mocy, źródła gazowe, pomimo wyższych kosztów wytwarzania od źródeł węglowych, mogą okazać się rentowne - szczególnie w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.
9. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, inwestycjom w nowe moce wytwórcze powinien towarzyszyć rozwój inwestycji sieciowych, w tym połączeń międzysystemowych oraz linii przesyłowych, zwiększających możliwości importu energii z innych systemów elektroenergetycznych.

ZASTĘPCA DYREKTORA

  
Edward Stoma  
28.07.11.