

**Warunki podejmowania i wykonywania  
działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania,  
przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej  
oraz realizacja przez operatorów systemu  
elektroenergetycznego planów rozwoju  
uwzględniających zaspokojenie obecnego  
i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną**

**RAPORT PREZESA  
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

Warszawa, 28 czerwca 2013

## Spis treści

<b>Wstęp</b> .....	<b>4</b>
<b>Część I</b> .....	<b>4</b>
1. Gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej (art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne) .....	<b>4</b>
2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne) .....	<b>6</b>
2.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym .....	<b>6</b>
2.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami .....	<b>6</b>
2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych .....	<b>6</b>
2.1.3. Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym .....	<b>10</b>
2.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym .....	<b>10</b>
2.2.1. Bilansowanie .....	<b>10</b>
2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym .....	<b>14</b>
2.3. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci .....	<b>14</b>
2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE .....	<b>15</b>
2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE .....	<b>23</b>
2.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych .....	<b>26</b>
2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego .....	<b>26</b>
2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych .....	<b>27</b>
2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej .....	<b>28</b>
2.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej .....	<b>28</b>
2.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2010–2012 przez OSP i OSD .....	<b>35</b>
2.5.2.1. Operator systemu przesyłowego .....	<b>36</b>
2.5.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (obecnie pięciu największych OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności .....	<b>39</b>
2.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym .....	<b>41</b>
2.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze .....	<b>42</b>

2.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań .....	<b>45</b>
2.6.1. Rola IRiESP w wypełnianiu zadań operatorów systemów .....	<b>45</b>
2.6.2. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne .....	<b>46</b>
2.6.3. Programy zgodności – realizacja i wnioski .....	<b>53</b>
2.7. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej .....	<b>57</b>
<b>Część II</b> .....	<b>58</b>
1. Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej .....	<b>58</b>
Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym ze źródeł odnawialnych i kogeneracji .....	<b>58</b>
2. Rynek wytwarzania .....	<b>60</b>
3. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej .....	<b>62</b>
4. Najistotniejsze przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców z terenu właściwego dla poszczególnych OT URE .....	<b>63</b>
<b>Część III</b> .....	<b>68</b>
Propozycje zmian przepisów prawa .....	<b>68</b>

## WSTĘP

Zgodnie z treścią art. 23 ust. 2a ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012, poz. 1059), Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezes URE) w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz informacji o projektach inwestycyjnych znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej, sporządza i przedstawia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, co 2 lata, w terminie do 30 czerwca danego roku, raport przedstawiający i oceniający:

- 1) warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- 2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2a, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3, w dalszej części zwany także „raportem”.

Niniejszy dokument jest drugim raportem sporządzonym przez Prezesa URE, pierwszy – zgodnie z treścią art. 18 ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne<sup>1)</sup>, został opublikowany w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tzn. w marcu 2011 r.

## CZĘŚĆ I

### **1. Gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej (art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne)**

W związku z wejściem w życie rozporządzenia Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 z 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylającego rozporządzenie (WE) nr 736/96 (Dz. U. UE L 180/7 z 15 lipca 2010 r.; dalej: rozporządzenie 617/2010), a także rozporządzenia Komisji (UE, EURATOM) nr 833/2010 z 21 września 2010 r. w sprawie wykonania rozporządzenia Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 (Dz. U. UE L 248/36 z 22 września 2010 r.; dalej: rozporządzenie 833/2010), na przedsiębiorstwa został nałożony obowiązek sprawozdawczy w zakresie przekazywania informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, biopaliw oraz projektów dotyczących wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego przez te sektory, będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej. Powyższe rozporządzenia są aktami stosowanymi w całości i bezpośrednio bez konieczności implementacji ich przepisów do krajowego porządku prawnego.

W 2011 r. po raz pierwszy przekazano Komisji dane i informacje o projektach inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej, w układzie zgodnym z rozporządzeniem 617/2010.

Prezes URE publikując 26 maja 2011 r. komunikat (dalej: Informacja) poinformował, że został na czas realizowania pierwszego obowiązku sprawozdawczego w 2011 r., upoważniony do zgromadzenia danych dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach:

- 1) gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,
  - 2) biopaliw ciekłych, o których mowa w ustawie o biopaliwach
- w zakresie określonym w pkt 2-4 załącznika do rozporządzenia 617/2010.

Jednocześnie organem odpowiedzialnym za zgromadzenie informacji dotyczących infrastruktury energetycznej służącej do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego oraz biokomponentów, o których mowa w ustawie o biopaliwach, został Prezes Agencji Rynku Rolnego.

---

<sup>1)</sup> Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

Natomiast w zakresie informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorze ropy naftowej, w obszarze określonym w pkt 1 załącznika do rozporządzenia 617/2010 oraz infrastruktury dotyczącej wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego przez sektor ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej i biopaliw, w zakresie określonym w pkt 5 załącznika do rozporządzenia 617/2010 odpowiedzialnym był Minister Gospodarki.

Odnosząc się do elektroenergetycznej infrastruktury wytwórczej (źródła inne niż odnawialne), odpowiadając na opublikowaną przez Prezesa URE Informację, szesnaście przedsiębiorstw przedstawiło dane dotyczące istniejącej lub planowanej infrastruktury. Dla dokonania oceny zebranych informacji dotyczących źródeł wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne, Prezes URE 20 maja 2011 r. skierował pisma do operatora systemu przesyłowego oraz do operatorów systemów dystrybucyjnych z zapytaniem o wydane warunki przyłączenia dla określonych jednostek wytwórczych oraz o istniejącą infrastrukturę według zakresu oznaczonego w załączniku do rozporządzenia 617/2010.

Po dokonaniu analizy zgromadzonych we własnym zakresie danych oraz po otrzymaniu informacji od Ministra Gospodarki i Prezesa Agencji Rynku Rolnego, 31 lipca 2011 r. Prezes URE przekazał wymagane dane do Komisji Europejskiej. Wśród przekazanych informacji znajdowały się także dane dotyczące energetycznej infrastruktury przesyłowej.

Komisja Europejska realizując proces weryfikacji informacji nadesłanych przez państwa członkowskie zleciła grupie Ecorys opracowanie raportu zatytułowanego „*Analiza planowanych inwestycji w zakresie infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej*”, którego celem była prezentacja wstępnych analiz oraz omówienie otrzymanych, od poszczególnych państw członkowskich, danych w zakresie infrastruktury energetycznej. Wstępna wersja raportu, opracowana 29 grudnia 2011 r., wskazywała na konieczność uzupełnienia w niewielkim obszarze lub ponowną weryfikację przekazanych przez Polskę informacji:

- w zakresie G4 wskazano brak danych dotyczących planowanej infrastruktury magazynowania gazu,
- w ramach arkusza E1 uzupełnienie brakujących danych dotyczących planowanej infrastruktury elektroenergetycznej związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej,
- w arkuszu E3 uzupełnienie danych dotyczących transgranicznej infrastruktury przesyłowej, w szczególności w zakresie planowanego połączenia Polska – Litwa oraz istniejącego połączenia Polska – Ukraina.

Dodatkowe wytyczne w zakresie uzupełniania i sprawdzania poprawności zgromadzonych danych zostały przekazane bezpośrednio przez Komisję Europejską oraz autorów raportu podczas spotkania ekspertów poszczególnych państw Unii Europejskiej zorganizowanym 10 stycznia 2012 r. w Brukseli. Po przeprowadzeniu kolejnej analizy zebranych danych określonych przepisami rozporządzeń 617/2010 i 833/2010 oraz wskazanych we wstępnym raporcie sporządzonym na zlecenie Komisji Europejskiej, Prezes URE 23 stycznia 2012 r. przesłał do Komisji Europejskiej zweryfikowane i uzupełnione dane dotyczące istniejącej i planowanej infrastruktury energetycznej.

Raport zawierający informacje nadesłane przez państwa członkowskie określił wyzwania dotyczące sektora energii elektrycznej dla Komisji Europejskiej:

- wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną,
- wzrost udziału odnawialnych źródeł energii elektrycznej o zainstalowanej mocy mniejszej niż elektrownie konwencjonalne,
- konieczność przeprowadzenia remontów przestarzałych elektrowni konwencjonalnych wybudowanych przed liberalizacją rynku energii elektrycznej lub budowa nowych elektrowni w celu zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii,
- decentralizacja popytu i podaży na energię elektryczną do roku 2020,
- konieczność rozwoju sieci elektroenergetycznych, m.in. poprzez budowanie połączeń międzypaństwowych w celu stworzenia jednolitego rynku energetycznego.

Wyrokiem z 6 września 2012 r. w sprawie C-490/10 *Parlament Europejski przeciwko Radzie Unii Europejskiej* (Dz. U. UE C 331.2/2 z 27 października 2012 r.), Trybunał stwierdził nieważność rozporządzenia 617/2010. Jednocześnie wskazał, że jego skutki zostają utrzymane do czasu wejścia w życie w rozsądnym terminie nowego rozporządzenia.

20 marca 2013 r. [2013/0082(COD)] Komisja Europejska przedstawiła Parlamentowi i Radzie wniosek w sprawie nowego rozporządzenia w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz zastępującego rozporządzenie 617/2010. Z treści wniosku wynika: „mimo, że oczekiwać można szybkiego przyjęcia nowego rozporządzenia w ciągu 2013 r. to jednak jest mało prawdopodobne, aby nowe rozporządzenie zostało przyjęte przed lipcem 2013 r., kiedy to przypada kolejny termin zgłaszania przez państwa członkowskie ich inwestycji zgodnie z unieważnionym rozporządzeniem. Zgłoszenia przypadające na 2013 r. powinny być zatem skła-

dane nadal na podstawie unieważnionego rozporządzenia. Zgodnie z nowym proponowanym rozporządzeniem dane powinny być zgłaszane od 1 stycznia 2015 r., a następnie co dwa lata”.

Format i szczegóły techniczne zgłoszenia Komisji danych i informacji o projektach inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej są określone w załączniku do rozporządzenia 833/2010, przy czym, jak zastrzega Komisja, „rozporządzenie 833/2010 stosuje się do czasu jego zmiany, która nastąpi po przyjęciu proponowanego rozporządzenia”.

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował 22 kwietnia 2013 r. *Informację Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 12/2013) w sprawie gromadzenia informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej* oraz poinformował przedsiębiorstwa energetyczne o obowiązku przesyłania informacji dotyczących infrastruktury energetycznej.

## **2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne)**

### **2.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym**

#### **2.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami**

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych uregulowane są w Wytycznych stanowiących załącznik do rozporządzenia 714/2009/WE (do 3 marca 2011 r. 1228/2003/WE). W celu zapewnienia przestrzegania zgodności pomiędzy praktyką a regułami zawartymi w tym rozporządzeniu, Prezes URE monitoruje funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Dotychczasowe zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją nie uległy w latach 2011–2012 zmianie. Rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy ośmioma operatorami systemów przesyłowych z siedmiu państw regionu CEE. Przetargi na zdolności przesyłowe były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą we Freising (Niemcy), utworzone przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych Europy Środkowo-Wschodniej. Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów wyznaczane są przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, zgodnie z określonymi zasadami. Polski operator systemu przesyłowego – PSE SA, stosuje zasady wyznaczania przepustowości połączeń międzysystemowych zgodne z ustaleniami IRiESP – Bilansowanie i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

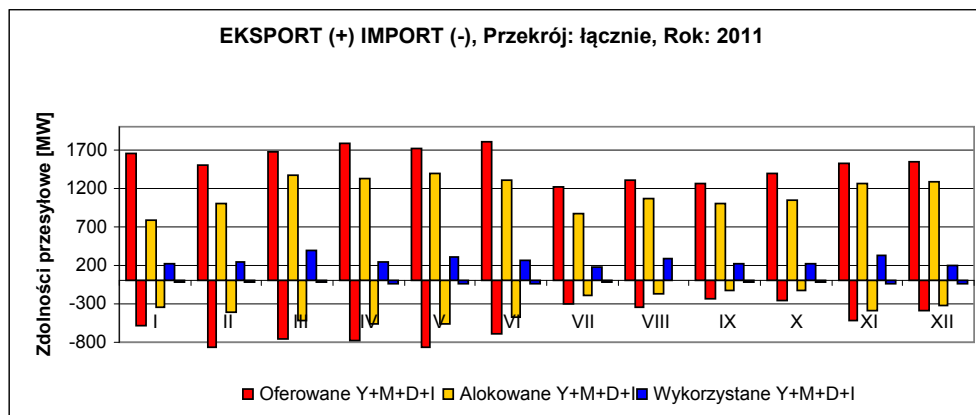
#### **2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych**

W ramach skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami PSE SA wyznacza zdolności przesyłowe netto (NTC – *Net Transfer Capacity*) oraz margines bezpieczeństwa przesyłu (TRM – *Transmission Reliability Margin*). Zdolności przesyłowe są wyznaczane na profilu technicznym, tj. sumie przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez operatorów z Polski oraz Niemiec, Czech i Słowacji. Takie rozwiązanie jest konsekwencją występujących w obszarze KSE znacznych przepływów kołowych i związanej z tym istotnej współzależności dostępnych zdolności przesyłowych na poszczególnych granicach. Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe, PSE SA kieruje się kryterium niezawodności pracy systemu, w tym kryterium „n-1” (wyłączenie pojedynczej linii wymiany międzysystemowej, linii krajowego systemu elektroenergetycznego lub linii sąsiedniego systemu elektroenergetycznego nie może spowodować awarii w systemie) oraz bierze pod uwagę prognozowane warunki

pogodowe, generację elektrowni wiatrowych w Niemczech, niezgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe. Dostępne zdolności przesyłowe są wyznaczone w horyzontach rocznych, miesięcznych, tygodniowych i dobowych.

W 2011 r. PSE SA udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych i dobowych i w dniu realizacji dostaw, natomiast importowe w aukcjach dobowych i w dniu realizacji dostaw (w aukcjach rocznych i miesięcznych oferowane zdolności przesyłowe były równe 0 MW). W trybie aukcji rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości 200 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 213 MW (średnio w roku 96 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 421 MW (średnio w roku 1 103 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 614 MW (średnio w roku 363 MW). W 2011 r. zbliżonym zainteresowaniem uczestników rynku cieszyły się aukcje eksportowe i importowe, o czym świadczy stopień zarezerwowanych mocy w obu kierunkach w odniesieniu do mocy udostępnianych przez operatora. Powyższa sytuacja została przedstawiona na rys. 1.

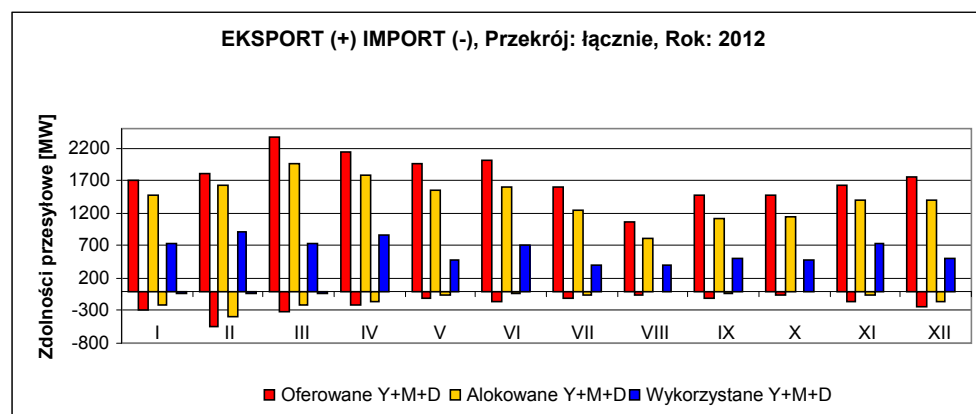
**Rysunek 1.** Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

W 2012 r. PSE SA udostępniało eksportowe zdolności przesyłowe w aukcjach rocznych, miesięcznych, dobowych i w dniu realizacji dostaw, natomiast importowe w aukcjach dobowych i w dniu realizacji dostaw (w aukcjach rocznych i miesięcznych oferowane zdolności przesyłowe były równe 0 MW). W trybie aukcji rocznych operator udostępniał dla eksportu moce w wysokości od 100 do 400 MW, w trybie aukcji miesięcznych maksymalnie do 304 MW (średnio w roku 116 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 368 MW (średnio w roku 1 226 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 425 MW (średnio w roku 118 MW). Powyższa sytuacja została przedstawiona na rys. 2.

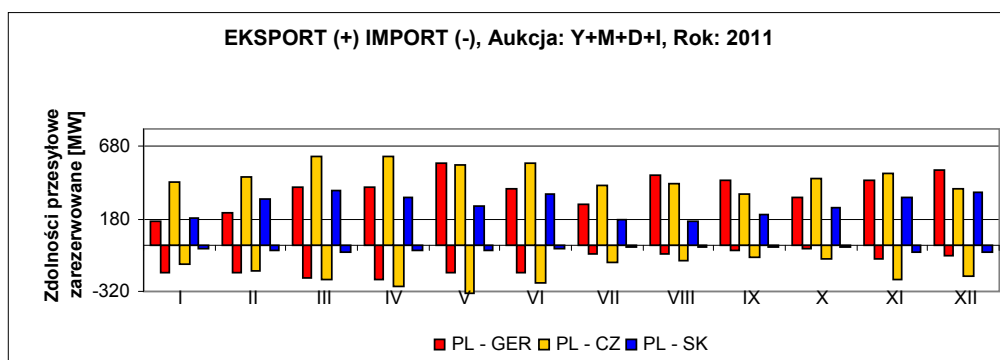
**Rysunek 2.** Oferowane, zarezerwowane i wykorzystane zdolności przesyłowe w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

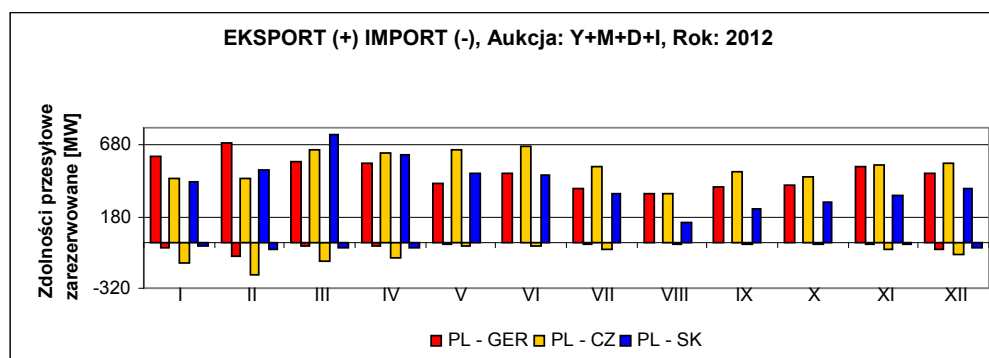
Najwięcej mocy przesyłowych w latach 2011–2012 uczestnicy rynku zarezerwowali na granicach z Niemcami i Czechami. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 3 i 4.

**Rysunek 3.** Rezerwowanie zdolności przesyłowych w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

**Rysunek 4.** Rezerwowanie zdolności przesyłowych w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Oznaczenia i definicje zdolności przesyłowych zostały uzgodnione w ramach ETSO i UCTE (obecnie ENTSO-E) i są one stosowane przez wszystkich operatorów europejskich. Wielkości techniczne zdolności przesyłowych wyznaczane są oddzielnie dla eksportu i importu energii elektrycznej.

Odnosząc się do ilości alokowanej mocy przesyłowych wśród uczestników rynku należy stwierdzić, że w latach 2011–2012 nie występowała ich nadmierna koncentracja. Udziały mocy alokowanej dla poszczególnych uczestników rynku w przetargu rocznym zawierały się w granicach 2,5%–35% w 2011 r. oraz 10%–53,75% w 2012 r. Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu w przypadku przetargu miesięcznego wyniósł 27% w 2011 r. oraz 52,86% w 2012 r., natomiast dla przetargów dobowych wskaźnik ten wyniósł 23% w 2011 r. oraz 21,62% w 2012 r.

W latach 2011–2012 nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w tym okresie inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

W latach 2011–2012 nie wystąpiły przypadki ograniczania udostępnianych zdolności przesyłowych w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi.

Saldo wymiany transgranicznej wyniosło 5 250 GWh w 2011 r. oraz 2 837 GWh w 2012 r. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w okresie 2011–2012 Polska była eksporterem netto. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznych przepływów energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.



**Tabela 1.** Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej w latach 2011–2012 na tle lat ubiegłych

Wyszczególnienie	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.	2012 r.	Dynamika 2012/2011
	[GWh]					[2011=100]
<b>Bilans handlowy – saldo</b>	<b>688</b>	<b>2 199</b>	<b>1 354</b>	<b>5 250,0</b>	<b>2 837</b>	<b>54,0</b>
<b>Eksport</b>	4 110	5 038	3 097	7 234,0	6 675	92,3
<b>Import</b>	3 422	2 839	1 743	1 984,0	3 838	193,5
<b>Przepływy rzeczywiste</b>						
<b>Wypłynęło z Polski</b>	<b>9 704</b>	<b>9 595</b>	<b>7 665</b>	<b>12 023,0</b>	<b>12 644</b>	<b>105,2</b>
w tym do:						
Czech	6 912	6 870	5 504	8 262,0	8 844	107,1
Niemiec	95	134	167	432,1	172	39,8
Słowacji	2 551	2 337	1 499	3 052,0	3 499	114,6
Szwecji	146	254	494	277,5	129	46,6
<b>Wpłynęło do Polski</b>	<b>9 020</b>	<b>7 400</b>	<b>6 310</b>	<b>6 779,0</b>	<b>9 803</b>	<b>144,6</b>
w tym z:						
Białorusi	554	0	0	0,0	0	0,0
Czech	28	128	136	44,0	75	170,7
Niemiec	5 576	5 616	5 331	5 136,0	6 048	117,8
Słowacji	31	62	82	26,6	2	5,8
Szwecji	2 065	1 394	760	1 513,6	2 673	176,6
Ukrainy	765	199	0	59,6	1 005	0,0

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. Wynika to w dużej mierze ze stale utrzymujących się różnic cen energii elektrycznej na polskim rynku i w krajach sąsiednich. Usuwanie ograniczeń przesyłowych na połączeniach synchronicznych z innymi krajami Unii Europejskiej, odbywa się na zasadach rynkowych – w trybie skoordynowanych przetargów<sup>2)</sup>. Na wielkość wymiany transgranicznej mają wpływ bariery techniczne, takie jak: niewystarczające zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych z sąsiadującymi krajami oraz utrzymujące się na wysokim poziomie przepływy kołowe (karuzelowe) energii elektrycznej pochodzącej z generacji wiatrowej w północnych Niemczech. Nie występują natomiast ograniczenia wynikające z dyskryminacyjnych zasad alokacji zdolności przesyłowych, czy też z braku właściwych środków nadzoru nad działaniami operatora.

We wrześniu 2011 r. na połączeniu systemów polskiego i ukraińskiego wprowadzony został mechanizm udostępniania zdolności przesyłowych. Połączenie to stanowi jednotorową linię 220 kV relacji Zamość – Dobrotwór, łączącą do pracy synchronicznej z KSE wydzielone w Elektrowni Dobrotwór bloki wytwórcze. Dostępne zdolności przesyłowe są alokowane na uczestników rynku w formie przetargów miesięcznych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne). Zdolności są udostępniane w kierunku z Ukrainy do Polski.

W 2012 r. zasady udostępniania zdolności przesyłowych określone zostały w dokumencie „Zasady udostępniania i przetargów zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE SA i NEK Ukrenergó” organizowanych jednostronnie przez PSE SA. Zasady te były oceniane przez Prezesa URE. Regulator uznał, że nie są one sprzeczne z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego zapewnia dostęp do połączeń międzysystemowych, w zakresie posiadanych zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z operatorami systemów przesyłowych krajów sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości. W związku z tym Prezes URE nie sprzeciwił się stosowaniu tych zasad w okresie przejściowym, do czasu opracowania i wdrożenia reguł alokacji zdolności przesyłowych spełniających wymagania określone w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Każda zmiana zasad alokacji jest konsultowana z Prezesem URE.

<sup>2)</sup> W skoordynowanych przetargach na moce przesyłowe w wymianie międzysystemowej obecnie bierze udział pięciu operatorów systemów przesyłowych: 50 Hertz i Transpower (Niemcy), CEPS (Republika Czeska), SEPS (Słowacja), PSE Operator SA (Polska).

Reasumując, w 2012 r. PSE SA alokował i udostępniał zdolności przesyłowe:

- 1) na połączeniach z krajami regionu Europy Środkowo-Wschodniej
  - w ramach mechanizmu skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) organizowanych dla trzech przedziałów czasowych: rocznego, miesięcznych i dobowych (rynek dnia następnego – *day-ahead*); przetargi były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą we Freising (Niemcy);
  - w ramach mechanizmu śróddziennego – rynek dnia bieżącego (*intraday*), na zasadach uzgodnionych z pozostałymi operatorami regionu; mechanizm opiera się na czasowej regule pierwszeństwa (*first comes first serves*),
- 2) na stałoprądowym połączeniu ze Szwecją SwePol Link
  - w ramach mechanizmu *market coupling*, przy zastosowaniu aukcji niejawnych (*implicit*) na rynku dnia następnego, *market coupling* jest organizowany przez giełdy energii, tj. TGE SA i Nordpool Spot AS,
- 3) na połączeniach z krajami trzecimi – połączenie międzysystemowe z Ukrainą (Zamość – Dobrotwór)
  - w formie przetargów miesięcznych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne w kierunku z Ukrainy do Polski).

### **2.1.3. Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym**

Wymiana międzysystemowa jest zintegrowana z rynkiem hurtowym poprzez rynek bilansujący. Zgodnie z zasadami realizacji umów handlowych w wymianie międzysystemowej, uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia realizacji umów z przetargów – rocznego i miesięcznych – do 7:45, co pozwala OSP na oszacowanie niewykorzystanych zdolności przesyłowych i ich udostępnienie w przetargu dobowym (procedura UIOLI – *Use It Or Lose It*). Informacje o dostępnych zdolnościach przesyłowych w przetargu dobowym są publikowane nie później niż do 9:45, natomiast wyniki przetargu są ogłaszane po 10:00. Rezerwacja zdolności przesyłowych w przetargu dobowym jest powiązana z ich zgłoszeniem do realizacji (nominacją). Uczestnicy rynku są zobowiązani do zgłoszenia operatorowi umów handlowych do 13:00, tj. do terminu zamknięcia bramki czasowej na rynku bilansującym. Biorąc pod uwagę, że na polskim rynku energii elektrycznej hurtowy obrót energią odbywa się w większości w ramach kontraktów bilateralnych, wymiana międzysystemowa obecnie odbywa się poprzez aukcje na moce przesyłowe (aukcje jawne – *explicit*).

Należy podkreślić, że Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), dopuszcza również możliwość rozliczania na rynku bilansującym transakcji dnia bieżącego (*intraday*), co eliminuje potencjalne przeszkody ze strony Polski do wprowadzenia skoordynowanych w ramach regionu mechanizmów dnia bieżącego do zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Z uwagi na niezakończony na poziomie regionalnym proces ustalania jednolitego standardu i wyłaniania jednej platformy informacyjnej obsługi kontraktów *intraday* dla Rynku Północno-Zachodniego (NWE), bilansowanie oparte o ten mechanizm nie zostało wdrożone do końca 2012 r.

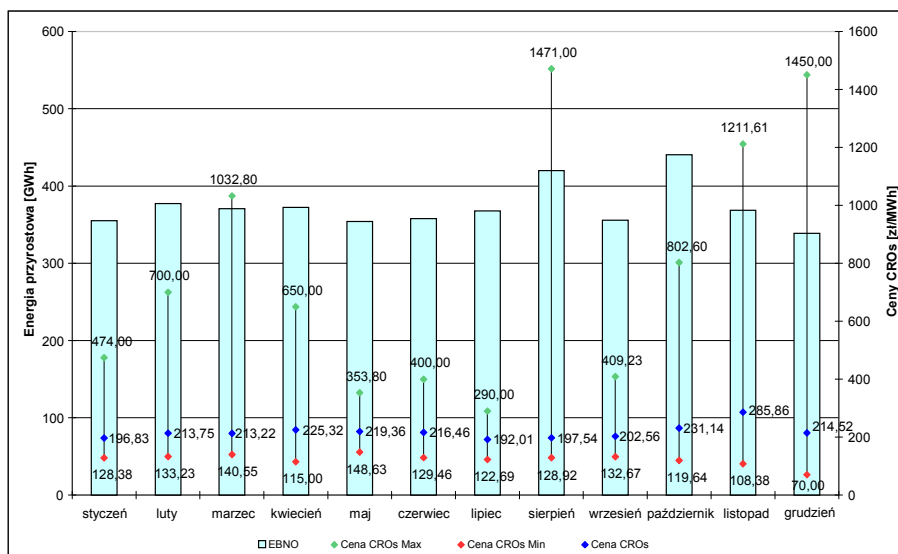
## **2.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym**

### **2.2.1. Bilansowanie**

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określone są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej. W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje ich działanie analizując publikowane przez operatora systemu przesyłowego informacje i okresowe sprawozdania. Prezes URE ocenia także prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad na podstawie monitorowania zjawisk występujących na rynku, jak również na podstawie prac analitycznych nad przyczynami ewentualnych zakłóceń.

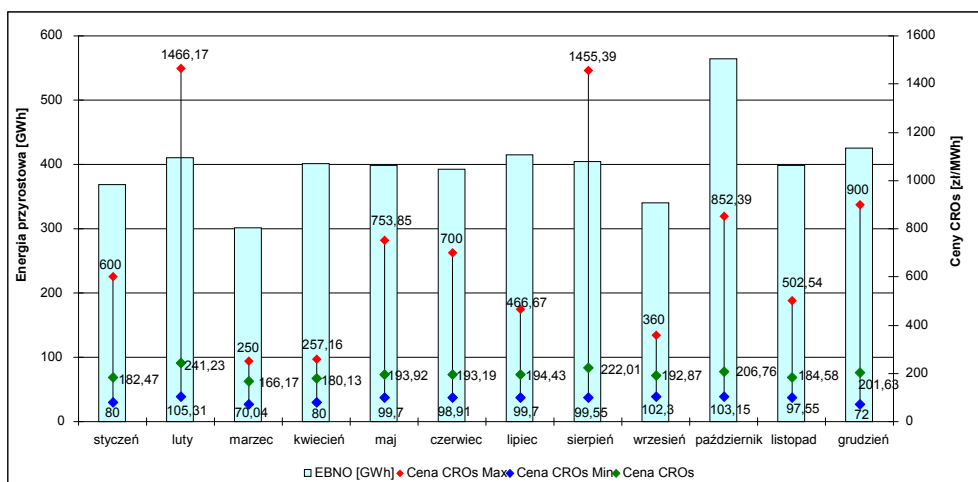
Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawiają rys. 5 i 6.

**Rysunek 5.** Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

**Rysunek 6.** Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

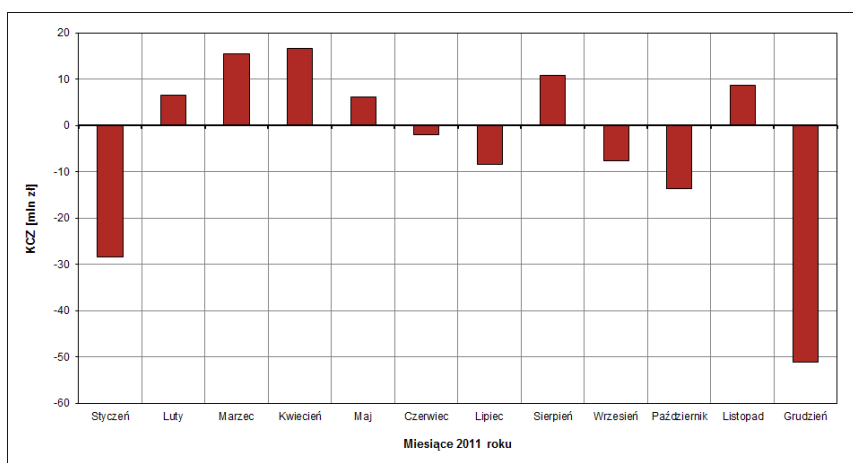
W 2011 r. wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) zmalał w porównaniu do 2010 r. z 5,23 TWh do 4,48 TWh, tj. o blisko 14,3%. Zwiększył się średni poziom cen energii bilansującej dostarczonej poprzez Rynek Bilansujący, jak również zakres ich wahań, który był najwyższy w sierpniu i grudniu 2011 r., zbliżając się do górnej granicy (1 500 zł/MWh) cen ofertowych, jakie mogą być zgłaszane na Rynku Bilansującym. W związku z tym, że formuła wyznaczania cen na Rynku Bilansującym opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców, należy stwierdzić, że w niektórych godzinach rezerwy mocy dostępne w systemie były niewielkie, a PSE SA musiał korzystać z najdroższych ofert.

Natomiast w 2012 r. wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) zwiększył się w porównaniu do 2011 r. z 4,48 TWh do 4,82 TWh, tj. o blisko 7,6%. Zwiększył się również średni poziom cen energii elektrycznej na Rynku Bilansującym oraz nieznacznie zwiększył się zakres ich wahań, który był najwyższy w lutym i sierpniu 2012 r., zbliżając się do górnej granicy (1 500 zł/MWh) cen ofertowych, tj. takich jakie mogą być zgłaszane na Rynku Bilansującym w Polsce. W związku z tym, że formuła wyznaczania cen na Rynku Bilansującym opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców, należy stwierdzić, że w niektórych godzinach rezerwy mocy dostępne w systemie były niewielkie, a PSE SA musiał korzystać z najdroższych ofert.

Oferty bilansujące są składane przez wytwórców uczestniczących w mechanizmie bilansowania niezależnie dla poszczególnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Taka zasada działania zapobiega w określonym stopniu nadmiernej koncentracji w tym segmencie rynku, choć niestety nie wyklucza jej całkowicie. Składanie ofert przez wytwórców posiadających JWCD jest obligatoryjne. Ograniczaniu siły rynkowej – w tym zapobieganiu ustalaniu cen z ofert bilansujących na bardzo wysokim poziomie, nieuzasadnionym warunkami rynkowymi – służy mechanizm rozliczania energii w ramach generacji wymuszonej. Jest on stosowany w przypadku braku możliwości wykorzystania oferty bilansującej po cenie ofertowej, o ile jest ona niezbędna z punktu widzenia niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE. W związku z tym, że w latach 2011–2012 sytuacja mogła sprzyjać nadużywaniu pozycji dominującej i decyzji o wycofywaniu ekonomicznym jednostek wytwórczych (składanie ofert bilansujących z bardzo wysoką ceną), tego typu zachowania wytwórców powinny być objęte postępowaniem w sprawie manipulacji rynkowych przewidzianych w rozporządzeniu 1227/2010 tzw. REMIT.

W procesie monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi analizie podlegają m.in. koszty związane z działaniami podejmowanymi przez operatora systemu przesyłowego. Koszty ponoszone w obszarze Rynku Bilansującego w latach 2011–2012 zostały zaprezentowane poniżej na rys. 7 i 8 oraz 9 i 10.

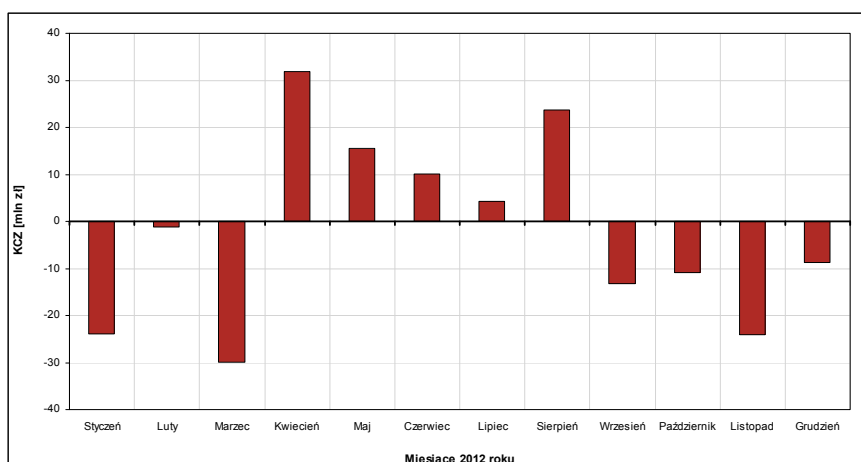
**Rysunek 7.** Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ) w poszczególnych miesiącach 2011 r.



Na rysunku przyjęto następującą konwencję znaków: "+" oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla URB), "-" oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od URB).

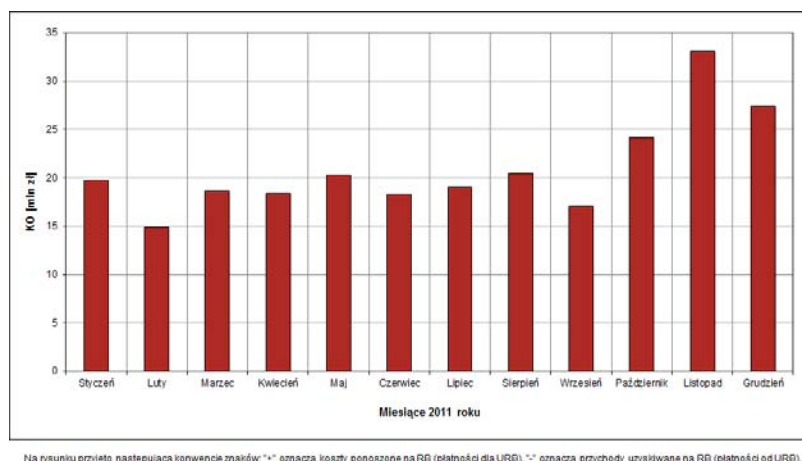
Źródło: <http://www.pse-operator.pl/index.php?dzid=171&did=1054>.

**Rysunek 8.** Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ) w poszczególnych miesiącach 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

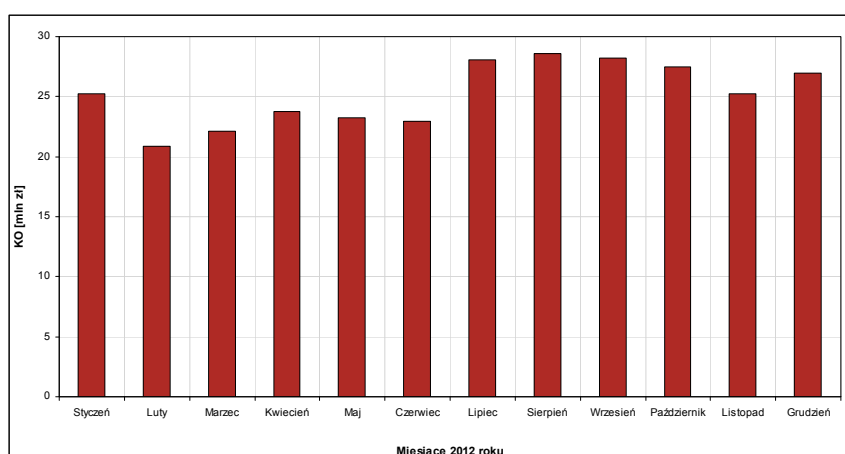
**Rysunek 9.** Koszty usuwania ograniczeń (KO) w poszczególnych miesiącach 2011 r.



Na rysunku przyjęto następującą konwencję znaków: "+" oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla URD), "-" oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od URD).

Źródło: <http://www.pse-operator.pl/index.php?dzid=171&did=1054>.

**Rysunek 10.** Koszty usuwania ograniczeń (KO) w poszczególnych miesiącach 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego zmieniły się w poszczególnych miesiącach w stosunku do roku poprzedniego. Jednocześnie koszty usuwania ograniczeń w odniesieniu do 2011 r. wzrosły z wyjątkiem listopada i grudnia. W tab. 2 przedstawiono koszty na Rynku Bilansującym w latach 2011–2012.

**Tabela 2.** Koszty na Rynku Bilansującym w latach 2011–2012

Wyszczególnienie	2011 r.	2012 r.	Dynamika 2012/2011
	[mln zł]		[2011=100]
<b>Koszty na Rynku Bilansującym</b>	<b>252,873</b>	<b>308,960</b>	<b>122,1</b>
w tym:			
koszty usuwania ograniczeń zgodnie z definicją IRIESP	251,275	302,818	120,5
koszty nieplanowanej i awaryjnej wymiany międzyoperatorskiej	1,598	5,937	371,5
koszty krajowych interwencyjnych dostaw energii	0,000	0,204	

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Na szczególną uwagę zasługuje dynamika wzrostu kosztów na Rynku Bilansującym w latach 2011–2012, zwłaszcza w zakresie nieplanowanej i awaryjnej wymiany międzyoperatorskiej.

## 2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Sytuacja w zakresie możliwości zarządzania ograniczeniami w KSE w latach 2011–2012 nie uległa radykalnej zmianie. Ograniczenia sieciowe występujące w polskim systemie przesyłowym są spowodowane historycznymi uwarunkowaniami, m.in. wykorzystywaniem elementów sieci 110 kV jako sieci przesyłowej oraz nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wywarzania (skupienie na południu kraju, niewielka liczba w północno-wschodniej części). Wśród nich przeważają ograniczenia determinujące pracę jednostek lub grup jednostek wytwórczych zasilających konkretne węzły w sieci przesyłowej. Niektóre mają charakter stały, co wymusza permanentną pracę dwóch elektrowni (*must run*) w celu ich usunięcia (Ostrołęka i Dolna Odra). Pozostałe ograniczenia są usuwane przez OSP dzięki zmianie programów pracy jednostek wytwórczych (*re-dispatching*) oraz wykorzystaniu ofert wytwórców z zastosowaniem swobodnych ofert bilansujących lub rozliczanych według ceny za generację wymuszoną (*counter trading*).

## 2.3. Warunki przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci

W latach 2011–2012 monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było na bieżąco przez oddziały terenowe URE (OT URE), w szczególności:

- poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku określonego w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (obligatoryjne powiadamianie Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej),
- podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ww. ustawy dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej,
- w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych,
- w postępowaniach koncesyjnych,
- w trakcie postępowań o zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw, w których działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną nie stanowi podstawowej działalności.

W omawianym okresie OT URE otrzymały 498 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 6 777,9 MW. Oznacza to prawie trzykrotne obniżenie ilości odmów w porównaniu do okresu 2009–2010 (powiadomień było 1 353), przy jednocześnie niezbyt radykalnym zmniejszeniu łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia (było 9 745 MW). Zauważalne jest, że blisko 48% łącznych odmów dotyczyło OZE, a ich moc stanowiła aż 83% łącznej mocy obiektów, które nie zostały przyłączone do sieci. Problem odmów najbardziej odczuwalny był przez inwestorów chcących budować źródła energii na terenach o najkorzystniejszych warunkach do rozwoju OZE, tj. terenach ośmiu województw z obszaru Polski północnej i północno-zachodniej (na mapie obok zaznaczonych kolorem czerwonym – na obszarach objętych działaniami odpowiednich oddziałów terenowych URE).



W tym samym czasie Prezes URE wydał 96 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące problemu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Ich liczba uległa ograniczeniu o 26% w stosunku do lat 2009–2010.

Szczegółowe informacje nt. wymienionych kwestii podano w dalszej części raportu.

### 2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE

Przedsiębiorstwa energetyczne odmawiające zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, są ustawowo obowiązane do niezwłocznego pisemnego powiadomienia o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy (art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Przedsiębiorstwa realizując ten obowiązek przesyłają do poszczególnych OT URE stosowne informacje. Zostały one ujęte w tab. 3 oraz na rys. 11.

**Tabela 3.** Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej w latach 2011–2012 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Ogółem [szt.]	Brak warunków technicznych [MW]	Brak warunków ekonomicznych [MW]	Ogółem [MW]
1	OC Warszawa	28	0	28	484,372	0,000	484,372
2	OT Szczecin	55	14	69	647,120	334,725	981,845
3	OT Gdańsk	40	1	41	2 752,349	0,000	2 752,349
4	OT Poznań	119	9	128	1 440,998	0,089	1 441,087
5	OT Lublin	27	0	27	333,310	0,000	333,310
6	OT Łódź	20	1	21	185,700	1,000	186,700
7	OT Wrocław	176	2	178	598,490	0,026	598,516
8	OT Katowice	1	0	1	1,600	0,000	1,600
9	OT Kraków	5	0	5	0,084	0,000	0,084
<b>OGÓŁEM</b>		<b>471*</b>	<b>27</b>	<b>498</b>	<b>6 444,023</b>	<b>335,840</b>	<b>6 779,863</b>

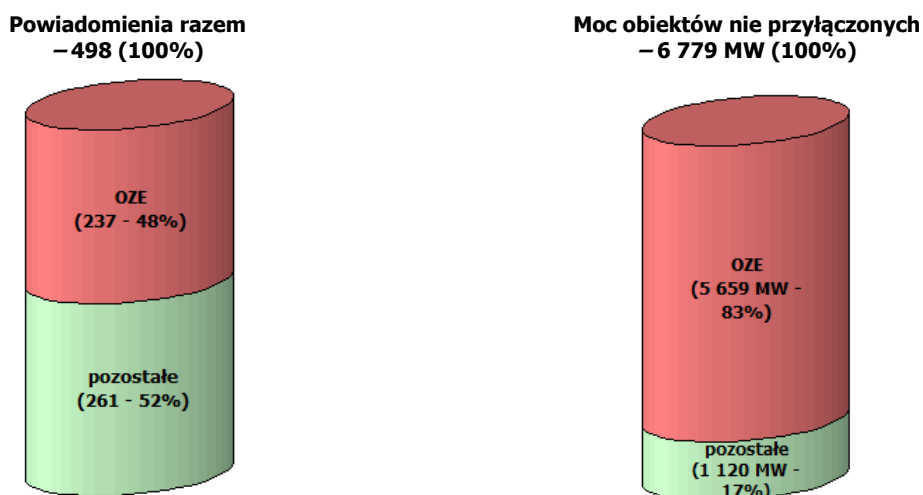
\* W tym 46 powiadomień o odmowie (o łącznej mocy 1 134,64 MW) ze względu na brak zarówno warunków technicznych, jak i ekonomicznych.

Źródło: URE.

Z powyższych danych wynika jednoznacznie, że inwestorzy zainteresowani są przyłączeniem źródeł energii do sieci OSD, w szczególności na obszarach będących właściwością terytorialną OT Wrocław, OT Poznań, OT Gdańsk i OT Szczecin. Oddziały te skumulowały 83,5% łącznych powiadomień o odmowach. Przyczyną odmów w zdecydowanej większości był brak warunków technicznych. Odmów wydanych ze względu na brak warunków ekonomicznych było zaledwie 5,4%.

Z kolei rys. 11 wskazuje, że spośród wszystkich obiektów, które nie zostały przyłączone do sieci, 48% stanowiły OZE (głównie farmy wiatrowe), o mocy 5 659,38 MW (83% łącznej mocy).

**Rysunek 11.** Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej w latach 2011–2012



Źródło: URE.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Stosowną statystykę w tej kwestii podano w tab. 4.

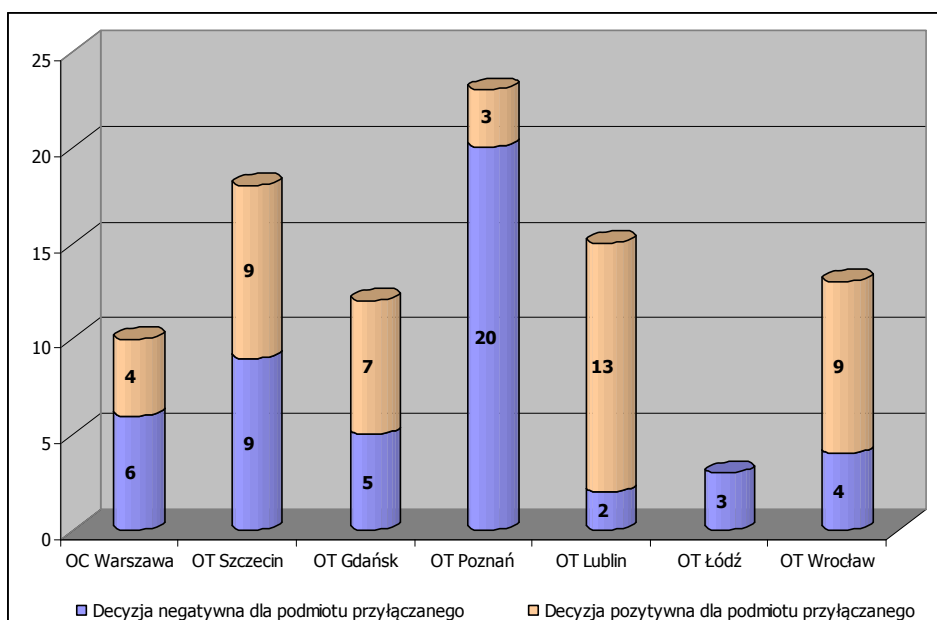
**Tabela 4.** Rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wydane w poszczególnych OT URE w latach 2011–2012

Lp.	Wyszczególnienie	Łączna liczba wydanych decyzji [szt.]	Moc przyłączeniowa obiektów, którym odmówiono przyłączenia [MW]	Łączna liczba wydanych decyzji dot. OZE [szt.]	Moc przyłączeniowa OZE [MW]
1	OC Warszawa	10	32,120	10	32,120
2	OT Szczecin	18	1 093,411	18	1 093,411
3	OT Gdańsk	12	280,107	7	280,000
4	OT Poznań	23	1 138,109	21	1 136,107
5	OT Lublin	15	550,800	12	550,500
6	OT Łódź	3	58,000	3	58,000
7	OT Wrocław	13	838,420	5	838,300
8	OT Katowice	0	0,000	0	0,000
9	OT Kraków*	2	82,000	2	82,000
<b>OGÓLEM</b>		<b>96</b>	<b>4 072,967</b>	<b>78</b>	<b>4 070,438</b>

\* Wydano decyzje umarzające postępowania.

Źródło: URE.

**Rysunek 12.** Liczba wydanych decyzji z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (pozytywnych/negatywnych) w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w latach 2011–2012 w poszczególnych OT URE



Źródło: URE.

W omawianym okresie Prezes URE wydał łącznie 96 decyzji rozstrzygających spór, z czego 47% było pozytywnych dla wnioskujących. W porównaniu do lat 2009–2010 (131 decyzji) łączna liczba decyzji uległa ograniczeniu o 26,7%. Powodem ograniczenia wniosków dotyczących rozstrzygnięcia sporów w sprawie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w szczególności OZE, a tym samym liczby wydanych decyzji było wprowadzenie dodatkowych wymogów formalnych związanych w szczególności z obowiązkiem uiszczenia zaliczek oraz przedstawienie dokumentów związanych z lokalizacją planowanych inwestycji. Ponadto na liczbę spraw spornych wpływał fakt, iż w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego, w KSE wystąpiło ograniczenie mocy przyłączeniowej. Powyższe dotyczy w szczególności ograniczeń mocy w sieci wysokiego napięcia należących do PSE Operator SA. Poza tym orzecznictwo sądowe również wpłynęło na liczbę rozpatrywanych sporów, a tym samym liczbę wydanych decyzji z uwagi na fakt dokonania wykładni spornych dotychczas zagadnień.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do OT



URE łącznie 273, z czego 59% związanych było z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej, pozostałe – 41% z parametrami dostarczonej energii elektrycznej (tab. 5).

**Tabela 5.** Skargi lub wnioski w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej w latach 2011–2012 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej [szt.]	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z parametrami dostarczonej energii elektrycznej do odbiorców [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OC Warszawa	45	40	85
2	OT Szczecin	8	3	11
3	OT Gdańsk	12	2	14
4	OT Poznań	27	17	44
5	OT Lublin	5	9	14
6	OT Łódź	24	10	34
7	OT Wrocław	12	0	12
8	OT Katowice	16	19	35
9	OT Kraków	13	11	24
	<b>OGÓŁEM</b>	<b>162</b>	<b>111</b>	<b>273</b>

Źródło: URE.

Poniżej przedstawiono cząstkowe sprawozdania poszczególnych OT URE dotyczące monitoringu przedsiębiorstw energetycznych w omawianym zakresie.

Do **OC Warszawa** (obejmuje woj. mazowieckie) w 2011 r. wpłynęło 11 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej OZE z powodu braku warunków technicznych, na łączną moc 130,57 MW. W 10 przypadkach odmowy dotyczyły elektrowni wiatrowych, w jednym przypadku odmowa dotyczyła biogazowni. Natomiast w 2012 r. wpłynęło 16 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci z powodu braku warunków technicznych (moc 353,797 MW), w tym 14 z nich dotyczyło OZE o mocy 339,807 MW. Wpłynęło także jedno powiadomienie, w którym jako przyczynę wskazano brak warunków ekonomicznych.

W latach 2011–2012 w kwestiach związanych z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej odnotowano 45 skarg i wniosków, a dotyczyły one w większości spraw związanych z przedłużającym się terminem realizacji umowy o przyłączenie do sieci. Jako przyczynę niedotrzymania terminu realizacji umowy przedsiębiorstwa wskazywały najczęściej na trudności w zgromadzeniu stosownej dokumentacji i uzyskaniem wymaganych prawem pozwoleń, problemy związane z usytuowaniem urządzeń przedsiębiorstw na nieruchomościach gruntowych osób prywatnych (kwestia ustanowienia stosownej służebności) oraz niezrealizowanie przez podmiot przyłączany do sieci obowiązków nałożonych na niego w umowie o przyłączenie.

W latach 2011–2012, stosownie do postanowień art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, rozstrzygnięto łącznie 10 sporów w sprawach odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z tego 4 pozytywnie i 6 negatywnie dla podmiotu przyłączanego. W 2011 r. odmowy dotyczyły dwóch domów kultury i przedszkola. Wydano decyzje orzekające zawarcie umowy. Odwołania od decyzji wniósł OSD. Natomiast w 2012 r. odmowy, oprócz elektrowni wiatrowych, dotyczyły placu budowy/budynku hotelu i budynku jednorodzinnego. W przypadku placu budowy/budynku hotelu wydano decyzję umarzającą postępowanie; odwołanie wniósł podmiot przyłączany. W przypadku budynku jednorodzinnego wydano decyzję orzekającą zawarcie umowy; żadna ze stron nie wniosła odwołania. W przypadku elektrowni wiatrowych wydano decyzje umarzające postępowanie; podmioty przyłączane wniosły odwołania. W stosunku do 3 odwołań wniesionych w 2011 r. i 6 w 2012 r., brak jest informacji o sposobie rozstrzygnięcia tych odwołań przez sądy instancji odwoławczych.

Do **OT Szczecin** (obejmuje woj. zachodniopomorskie i lubuskie) w latach 2011–2012 wpłynęło 69 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej obiektów o mocy łącznej 1 093,411 MW (w 23 przypadkach w pismach nie podano mocy). Znaczna część powiadomień (55) związanych było z brakiem warunków technicznych przyłączenia. W tym samym okresie do OT Szczecin wpłynęło 8 skarg i wniosków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej. Wydano również 18 decyzji administracyjnych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawach dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, przy czym 9 z nich to rozstrzygnięcie pozytywne dla podmiotu przyłączanego. Należy jednak podkreślić, iż

w okresie sprawozdawczym złożono łącznie 7 odwołań od wydanych w okresie 2011–2012 przez Prezesa URE decyzji w sporach dotyczących odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

W latach 2011–2012 do **OT Gdańsk** (obejmuje woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie) wpłynęło 41 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 2 752,35 MW, z tego 26 odmów miało miejsce w 2011 r., a 15 w 2012 r. Liczba powiadomień uległa obniżeniu o 81,8% w odniesieniu do poprzedniego okresu sprawozdawczego (było 225 powiadomień).

Tylko jedna informacja o odmowach przyłączenia do sieci przekazana przez OSD dotyczyła braku spełnienia warunków ekonomicznych. Wszystkie pozostałe odmowy związane były z brakiem warunków technicznych (40 odmów, 2 752,35 MW). W liczbie tej występuje 21 odmów przyłączenia OZE (farm wiatrowych) o mocy 2 548 MW.

Wskazywanymi przez OSD przyczynami odmów przyłączenia do sieci były m.in. brak możliwości rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej, negatywny wynik wykonanej ekspertyzy, przekroczony dozwolony poziom napięcia w ciągu liniowym oraz przeciążenia sieci, nie zachowanie warunków określonych w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Jednocześnie z załączonych ekspertyz wpływu źródeł na sieć elektroenergetyczną wynika, iż możliwe przyłączenia wymagały znacznej rozbudowy sieci dystrybucyjnej. Ponadto należy zauważyć, iż modernizacja infrastruktury elektroenergetycznej niezbędna do przyłączenia źródeł energii nie zawsze była uwzględniona w aktualnym planie rozwoju danego OSD.

W latach 2011–2012 OSD (ENERGA-OPERATOR SA z siedzibą w Gdańsku, PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie, ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu) działający na terenie będącym własnością terytorialną OT Gdańsk poinformowali tylko o jednej odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z przyczyn ekonomicznych. W przypadku tym odmowa przyłączenia do sieci spowodowana była lokalizacją obiektu w znacznej odległości od sieci dystrybutora, a tym samym konieczne byłoby wybudowanie sieci średniego napięcia wraz ze stacją transformatorową.

W ww. okresie wpłynęło również 12 skarg i wniosków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej. Większość z nich dotyczyła wykonania umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Ponadto skargi i wnioski dotyczyły kalkulacji opłaty za przyłączenie do ww. sieci, jak również dokumentów i uwarunkowań formalno-prawnych związanych z lokalizacją OZE, ubiegających się o przyłączenie.

W okresie sprawozdawczym wydano w OT Gdańsk łącznie 12 decyzji administracyjnych, rozstrzygających spory w oparciu o przepis art. 8 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, z czego 7 decyzji było pozytywnych dla podmiotu przyłączanego. Rozstrzygane spory w przeważającej większości, co do ilości, jak i sumy mocy przyłączeniowej, dotyczyły odmów przyłączenia OZE. Główną przyczyną odmowy tj. brak warunków technicznych dla ich przyłączenia wynikała w szczególności z konieczności dokonania niezbędnych i znaczących inwestycji w infrastrukturę OSD, a także z już istniejącego przeciążenia sieci elektroenergetycznych. Odnośnie sporów, które nie dotyczą OZE, przyczyną odmów był w głównym stopniu brak warunków technicznych przyłączenia, w tym także z braku na danym terenie infrastruktury elektroenergetycznej niezbędnej do przyłączenia. W tym ostatnim przypadku rozważano również kwestie istnienia warunków ekonomicznych w kontekście bardzo kosztowej rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej w celu przyłączenia pojedynczych obiektów w terenie niezabudowanym. Spośród decyzji administracyjnych wydanych w OT Gdańsk, 6 z nich zostało zaskarżonych. Z przeprowadzonych postępowań administracyjnych wynika, iż za zasadę należy przyjąć konsekwentną obronę swojego stanowiska przez OSD w wydawanych przez siebie odmowach przyłączenia do sieci. Odnotować warto, iż postępowanie administracyjne w sprawie odmowy przyłączenia do sieci podlegało również umorzeniu na skutek osiągniętego kompromisu. Najczęściej był on osiągnięty poprzez „etapowanie” inwestycji, tj. przyłączenie farm wiatrowych etapami wraz z budową i rozbudową infrastruktury elektroenergetycznej oraz ustalenie bardziej realnego terminu do przyłączenia danej farmy wiatrowej. Wystąpił również przypadek, kiedy inwestor (podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej) wyraził gotowość i chęć partycypowania w kosztach modernizacji sieci elektroenergetycznej.

Z doświadczeń OT Gdańsk wynika, iż przeprowadzone w okresie 2011–2012 postępowania z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w większości zakończyły się pozytywnie dla podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Skutkowało to bądź ukształtowaniem treści umowy o przyłączenie do ww. sieci, bądź umorzeniem postępowania, w którym strony, przy udziale OT Gdańsk, dochodziły do porozumienia zarówno co do istnienia przesłanek przyłączenia, jak i treści samej umowy. Dotyczyło to również przypadków przyłączeń OZE, co do których zaistniał skompliko-

wany stan prawny i faktyczny. Ponadto z punktu widzenia przyłączenia OZE do sieci, postępowania administracyjne wymuszały na operatorach sieci dystrybucyjnych lub przesyłowych udokumentowanie (udowodnienie) występowania przesłanek negatywnych.

Zauważyć można, iż na kanwie dotychczasowego orzecznictwa uzasadnione jest stwierdzenie, że wydane orzeczenia w sposób znaczący wpływały na praktykę przedsiębiorstw energetycznych.

W analizowanym okresie do **OT Poznań** (obejmuje woj. kujawsko-pomorskie i wielkopolskie) wpłynęło łącznie 128 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Wszystkie powiadomienia zawierały przyczyny odmowy, a znacząca część z nich także kopię wniosku podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, kopię powiadomienia o odmowie wysłanego podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci, stosowne obliczenia lub ekspertyzy wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia do sieci.

Powiadomienia o odmowie z przyczyn ekonomicznych (9, łączna moc 0,089 MW) zawierały m.in. informacje dotyczące miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, informacje dotyczące założeń do planu lub planu zaopatrzenia w energię elektryczną oraz planu rozwoju, określenie kosztów wykonania inwestycji oraz analizę efektywności ekonomicznej inwestycji.

Odmowy przyłączenia z przyczyn ekonomicznych dotyczyły jedynie odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej.

Ponadto w jednym przypadku odmowa przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odbiorcy zakwalifikowanego do V grupy przyłączeniowej spowodowana była faktem, że w obowiązującym studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, teren działki, na której znajdować się miał planowany do przyłączenia obiekt, określony został jako obszar gruntów ornych o mniejszej przydatności dla rolnictwa, lasy i łąki, ponadto rada miejska nie podjęła uchwały o przystąpieniu do sporządzenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego dla terenu obejmującego działkę. W kolejnym przypadku, w obowiązującym miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego teren działki, na której znajdować się miał planowany do przyłączenia obiekt, określony został jako obszary rolnicze i leśne – bez prawa zabudowy budynkami o funkcji rekreacyjnej. W kolejnych dwóch przypadkach gminy nie posiadały miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego dla terenu, na którym znajdowały się przedmiotowe działki, gminy nie przekazały także do uzgodnienia z operatorem planu zaopatrzenia przedmiotowego terenu w energię elektryczną, a wymagane inwestycje nie zostały ujęte w planie rozwoju operatora, dodatkowo w jednym z ww. dwóch przypadków w dokumencie „*Wyciąg z wykazu zmian gruntowych*” sposób użytkowania gruntu dla przedmiotowych działek został określony jako łąki trwałe, a dla terenu nie została wydana decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

Powiadomienia o odmowie z przyczyn technicznych (119, 1 440,998 MW) zawierały m.in. charakterystykę zagadnień związanych z przyłączaniem podmiotów do sieci elektroenergetycznej, szczegółowe uwarunkowania dotyczące przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, przyczyny braku istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, analizę ujęcia konkretnej inwestycji w planach rozwoju (art. 16 ustawy – Prawo energetyczne), niejednokrotnie także kwestie ekonomiczne związane z przyłączeniem konkretnego obiektu do sieci elektroenergetycznej.

Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z przyczyn technicznych dotyczyły jedynie źródeł: farm wiatrowych, biogazowni, elektrowni słonecznych, źródeł gazowych, małych elektrowni wodnych oraz źródła węglowego. Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, iż odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na: niespełnienie wymagań jakościowych energii, zagrożenia zwarciami sieci SN, niezachowanie lokalnego charakteru źródła, przeciążenia sieci.

W 2011 r. działający na terenie OT Poznań operatorzy systemów dystrybucyjnych:

- ENEA Operator Sp. z o.o. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 41 farm wiatrowych, 6 biogazowni, 2 małych elektrowni wodnych, źródła węglowego, 3 źródeł gazowych i 2 odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej – łącznie 55 sztuk o mocy 833,611 MW,
- ENERGA-OPERATOR SA odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 6 farm wiatrowych o łącznej mocy 44,175 MW oraz 1 biogazowni o mocy 1,6 MW.

W 2012 r. działający na terenie OT Poznań OSD:

- ENEA Operator Sp. z o.o. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 17 farm wiatrowych, 5 biogazowni, źródła gazowego oraz 7 odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej – łącznie 30 odmów o mocy 509,365 MW,

- ENERGA-OPERATOR SA odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 22 farm wiatrowych, 1 biogazowni oraz 11 elektrowni słonecznych – łącznie 34 odmowy o mocy 50,022 MW,
- PKP ENERGETYKA SA odmówiła przyłączenia do sieci dystrybucyjnej biogazowni oraz farmy wiatrowej – łącznie 2 szt. o mocy 2,3 MW.

W 2011 r. i w 2012 r. odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na: niespełnienie wymagań jakościowych energii, zagrożenia zwarciami sieci SN, niezachowanie lokalnego charakteru źródła oraz przeciążenia sieci. Odmowy z przyczyn ekonomicznych wynikały z negatywnych wyników efektywności ekonomicznej.

W 2011 r. do OT Poznań w zakresie energii elektrycznej wpłynęło 15 wniosków o rozstrzygnięcie sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (4 dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, 10 – nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, 1 – odmowy zawarcia umowy o dystrybucję energii elektrycznej). Łącznie w 2011 r. rozpatrywano w OT Poznań 31 wniosków o rozstrzygnięcie sporu w zakresie energii elektrycznej (15 z 2011 r., 9 z 2010 r. i 7 z 2009 r.).

W 2011 r. zostały wydane 24 decyzje administracyjne (18 w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci i 6 w zakresie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej).

W tym samym okresie do OT Poznań wpłynęło 58 skarg w zakresie energii elektrycznej, które dotyczyły m.in. nielegalnego poboru energii elektrycznej, standardów jakościowych i parametrów dostaw energii elektrycznej, realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, rozliczeń za energię elektryczną, procedury zmiany sprzedawcy.

W 2012 r. do OT Poznań wpłynęło 17 wniosków o rozstrzygnięcie sporu w zakresie energii elektrycznej (6 dotyczyło odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, 10 – nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, 1 – odmowy zawarcia umowy o dystrybucję energii elektrycznej). Łącznie w 2012 r. rozpatrywano w OT Poznań 24 wnioski o rozstrzygnięcie sporu w zakresie energii elektrycznej (17 z 2012 r. i 7 z 2011 r.).

W 2012 r. w zakresie energii elektrycznej wydano łącznie 14 decyzji, z czego 5 w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, 8 w zakresie nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej, 1 w zakresie odmowy zawarcia umowy o dystrybucję energii elektrycznej.

W 2012 r. do OT Poznań wpłynęło 75 skarg w zakresie energii elektrycznej, które dotyczyły: nielegalnego poboru energii elektrycznej, przebudowy sieci elektroenergetycznej, niedotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, możliwości wstrzymania dostaw energii elektrycznej, rozliczeń za energię elektryczną, przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (planowanych i innych), wykonania zapisów umowy o przyłączenie do sieci.

W latach 2011–2012 OT Poznań rozstrzygnął 23 sprawy w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z tego 3 pozytywnie, a 20 negatywnie dla podmiotu przyłączanego.

Do **OT Lublin** (obejmuje woj. lubelskie i podlaskie) w latach 2011–2012 wpłynęło łącznie 27 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej obiektów o łącznej mocy 333,31 MW (moc nie uwzględnia mocy 2 obiektów, z uwagi na brak takiej informacji w powiadomieniu). Należy przy tym wskazać, że w 2011 r. nastąpił znaczny wzrost postępowań dotyczących rozstrzygnięcia sporu w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (głównie farm wiatrowych). Postępowania powyższe zakończyły się wydaniem decyzji kształtujących treść umów o przyłączenie (wszystkie decyzje zostały wydane w 2012 r.). Wzrost liczby postępowań spornych, których przedmiotem była odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, spowodowany był m.in. ukształtowaniem się orzecznictwa sądowego w zakresie ustalenia opłaty za przyłączenie OZE, która powinna uwzględniać jedynie nakłady niezbędne na budowę przyłącza, bez uwzględnienia nakładów na rozbudowę/modernizację sieci elektroenergetycznej należącej do poszczególnych OSD. Wszystkie ww. postępowania związane były z nieprawidłowym ustaleniem przez PGE Dystrybucja SA wysokości opłaty za przyłączenie OZE, czego przejawem było uwzględnianie w opłacie za przyłączenie oprócz nakładów związanych bezpośrednio z budową przyłącza również nakładów na rozbudowę/modernizację sieci dystrybucyjnej należącej do PGE Dystrybucja SA. Należy przy tym zauważyć, że w stosunku do źródeł, o których mowa wyżej, OSD nie zgłaszał uprzednio odmowy przyłączenia, a co za tym idzie w stosunku do ww. źródeł opłata za przyłączenie powinna zostać ustalona w oparciu o art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne. W trakcie rozstrzygania powyższych sporów ustalono również, że PGE Dystrybucja SA nakłada na podmioty przyłączane dodatkowe obo-

wiązki utrudniające realizację umowy o przyłączenie do sieci, w tym obowiązek wniesienia dodatkowej gwarancji pieniężnej w celu zabezpieczenia realizacji przez podmiot przyłączany inwestycji związanych z przebudową/modernizacją sieci dystrybucyjnej. Ponadto ustalono, że OSD na wszystkie źródła przyłączone do sieci dystrybucyjnej nakłada obowiązek w zakresie budowy przyłącza.

Należy również wskazać na problematykę powstałą na tle stosowania przez OSD przepisu art. 7 ust. 8l pkt 2 w związku z art. 7 ust. 8e ustawy – Prawo energetyczne. Jak wynika z analizy postępowań w sprawie rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, które zostały wszczęte w 2012 r. (i pozostają nadal w toku), PGE Dystrybucja SA jako podstawę odmowy przyłączenia do sieci z powołaniem się na brak technicznych warunków przyłączenia przyjęła opracowany na podstawie art. 7 ust. 8l pkt 2 ustawy dokument pod nazwą „*Analiza dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł wytwórczych przyłączanych do sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja S.A. o napięciu znamionowym powyżej 1 kV*”, który jest publikowany na stronach internetowych ww. przedsiębiorstwa. Jednocześnie PGE Dystrybucja SA przy ocenie istnienia lub braku technicznych warunków przyłączenia OZE, o mocy zainstalowanej powyżej 2 MW, w zdecydowanej większości przypadków zaniechała wykonania ekspertyzy wpływu przyłączanego źródła na system elektroenergetyczny, o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy, co *de facto* oznaczało odstępianie od zindywidualizowanej i precyzyjnej oceny istnienia lub braku technicznych warunków przyłączenia do sieci. Powyższe zaniechania były podstawą do wszczęcia przez Prezesa URE postępowania w sprawie wymierzenia OSD kary pieniężnej za nieuzasadnioną odmowę zawarcia umów o przyłączenie (niezależnie od trwających postępowań w sprawie rozstrzygnięcia sporów w powyższym zakresie). Na powyższym tle należy również wskazać na pozytywny aspekt działań OSD w przypadku wystąpienia odmowy przyłączenia do sieci OZE, jakim jest wskazywanie jako podstawy odmowy przyłączenia do sieci łącznie nieistnienie technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci, co otwiera podmiotom przyłączanym drogę do zawarcia umowy o przyłączenie z zastosowaniem przepisu art. 7 ust. 9 ustawy.

W latach 2011–2012 do OT Lublin wpłynęło 5 skarg i wniosków związanych z kwestiami odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Niezależnie od ww. skarg rozpatrywane były również skargi dotyczące opóźnień lub innych przeszkód w realizacji umowy o przyłączenie, które często nosiły znamiona odmowy przyłączenia do sieci. Jednym z zagadnień poruszanych przez podmioty przyłączane w ww. skargach były praktyki PGE Dystrybucja SA dotyczące m.in. zawierania umowy o przyłączenie OZE z terminem obowiązywania ww. umowy tożsamym z terminem obowiązywania warunków przyłączenia wydanych dla tego źródła bez możliwości sporządzenia aneksu w zakresie przedłużenia terminu obowiązywania umowy o przyłączenie. Dodatkowo w ww. skargach podmioty przyłączane wskazywały na fakt obciążania ich przez PGE Dystrybucja SA dodatkowymi obowiązkami związanymi z realizacją umowy o przyłączenie, w tym w zakresie obowiązku ponoszenia kosztów przebudowy/modernizacji sieci dystrybucyjnej, wnoszenia dodatkowych gwarancji finansowych w celu zabezpieczenia realizacji obowiązku w zakresie przebudowy/modernizacji sieci dystrybucyjnej, nakładanie obowiązków w zakresie sporządzenia dokumentacji projektowej i uzyskania stosowanych decyzji organów administracji architektoniczno-budowlanej i nadzoru budowlanego związanych z realizacją inwestycji sieciowych niezbędnych do przyłączenia OZE do sieci elektroenergetycznej. Jak ustalono w toku podejmowanych czynności, OSD uznając niezasadność działań w zakresie obciążania podmiotu przyłączanego dodatkowymi obowiązkami dokonał stosownych zmian w umowie o przyłączenie do sieci odnawialnego źródła do sieci elektroenergetycznej.

W latach 2011–2012 wydano łącznie 15 decyzji administracyjnych w zakresie dotyczącym odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, przy czym 13 z nich to rozstrzygnięcia pozytywne dla podmiotu przyłączanego. Należy jednak wskazać, iż w stosunku do 11 decyzji w sprawie rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci odnawialnych źródeł energii, PGE Dystrybucja SA wniosła odwołanie do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Jak ustalono na podstawie informacji przedstawianych przez PGE Dystrybucja SA, pomimo złożenia odwołania do SOKiK, pomiędzy podmiotami przyłączanymi a OSD prowadzone są negocjacje w zakresie zawarcia umowy o przyłączenie na warunkach akceptowanych przez obie strony. Oceniając wpływ dokonanych rozstrzygnięć zawartych w ww. decyzjach (nieprawomocnych) na sytuację innych podmiotów przyłączanych należy wskazać, iż PGE Dystrybucja SA dokonała weryfikacji swojego stanowiska m.in. w zakresie domagania się od podmiotów przyłączanych przedstawienia dodatkowej gwarancji finansowej zabezpieczającej wykonanie prac związanych z przebudową/modernizacją sieci dystrybucyjnej. W wyniku powyższych rozstrzygnięć, usystematyzowaniu uległ proces oceny istnienia lub braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia.

W 2011 r. i 2012 r. do **OT Łódź** (obejmuje woj. łódzkie i świętokrzyskie) wpłynęło 20 powiadomień o odmowach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z powodu braku warunków technicznych przyłączenia na łączną moc 185,7 MW. W większości odmowy dotyczyły OZE (elektrownie wiatrowe). Wpłynęła także informacja o braku warunków ekonomicznych (1 MW). W latach 2011–2012 zgłoszono łącznie 24 skargi i wnioski w zakresie dotyczącym przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Cztery wnioski dotyczyły rozstrzygnięcia sprawy spornej, dotyczącej odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Wydano 3 decyzje w tym zakresie. W jednym przypadku wydano decyzję, którą orzeczono zasadność odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, wobec istniejącego już i wykonywanego przyłączenia Wnioskodawcy do sieci innego przedsiębiorstwa energetycznego (OSD) – decyzja jest prawomocna. W drugim przypadku wydano decyzję, którą orzeczono bezprzedmiotowość postępowania administracyjnego wobec zawarcia wnioskowanych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej na czas określony, adekwatny do okresu ważności warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i wygaśnięcia tych umów z powodu upływu okresu ich obowiązywania (od decyzji wniesiono odwołanie). Przed SOKiK toczy się postępowanie wskutek wniesionego odwołania. W trzecim przypadku wydano decyzję, którą orzeczono, że nie ma miejsca odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, wobec wydania nowych warunków przyłączenia do sieci i przedstawienia projektu umowy, zastępującej umowę obowiązującą.

W omawianym okresie w OT Łódź wydano 3 decyzje z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci energetycznej. Dwie z nich dotyczyły zmiany warunków przyłączenia.

W latach 2011–2012 do **OT Wrocław** (obejmuje woj. dolnośląskie i opolskie) wpłynęło łącznie 178 powiadomień o odmowie przyłączenia (598,516 MW). Jako przyczynę odmowy wskazywano niedochowanie w miejscu przyłączenia kryterium zwarcowego, lokalizację działek na gruncie rolnym i brak aktualnego planu zagospodarowania przestrzennego.

W okresie analizowanym do oddziału wpłynęło również 12 skarg w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej, z uwagi na brak warunków technicznych. Jednocześnie w okresie tym wydano łącznie 13 decyzji administracyjnych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (9 z nich to decyzje pozytywne dla podmiotu przyłączanego, pozostałe 4 – decyzje negatywne dla podmiotu przyłączanego). W 2012 r. wpłynęły 2 odwołania, z których merytorycznie rozpatrzono jedno (uchylenie postanowienia o zwrocie wniosku), a drugie postępowanie jest w toku.

W **OT Katowice** (obejmuje woj. śląskie) w latach 2011–2012 wpłynęło łącznie 16 skarg i wniosków w zakresie dotyczącym przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W głównej mierze dotyczyły one zagadnień związanych z realizacją umowy o przyłączenie do sieci, w tym w przedmiocie terminu przyłączenia, określenia miejsca dostarczania energii.

W omawianym okresie wpłynęło powiadomienie o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Prowadzone przez OT Katowice już od dłuższego czasu działania o charakterze *quasi* mediacyjnym, zmierzające do wyjaśnienia interesariuszom, że polubowne załatwienie sprawy to najlepszy, najprostszy, najszybszy i satysfakcjonujący wszystkich sposób rozwiązania wszelkich trudności spowodowały, że w ww. okresie nie były prowadzone postępowania administracyjne w przedmiocie rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W latach 2011–2012 do **OT Kraków** (obejmuje woj. małopolskie i podkarpackie) wpłynęło 5 powiadomień o odmowie przyłączenia o mocy 0,084 MW. Wszystkie związane były z brakiem warunków technicznych przyłączenia. W okresie tym wydano 2 decyzje z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przy czym były to decyzje o umorzeniu postępowania z urzędu, z uwagi na zawarcie przez strony umowy o przyłączenie.

### 2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE

Monitoring z zakresu wykonanych i planowanych remontów sieci elektroenergetycznych prowadzony jest przez OT URE na bieżąco, w trakcie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf na dystrybucję energii elektrycznej.

Zauważyć należy, że przedsiębiorstwa energetyczne, co do zasady systematycznie prowadzą oględziny i przeglądy sieci, a na ich podstawie dokonują oceny stanu technicznego i planują zadania w zakresie naprawy (w tym remontów) poszczególnych elementów systemu dystrybucyjnego. W zależności od nasilenia losowych zdarzeń, zróżnicowane są działania wyjaśniające, podejmowane przez poszczególne OT URE.

W latach 2011–2012 na obszarze działania **OC Warszawa** miała miejsce poważna awaria sieci PGE Dystrybucja SA, spowodowana wyjątkowo niekorzystnymi warunkami pogodowymi (październik 2012 r.), którą w relatywnie krótkim czasie usunięto. Przedsiębiorstwa energetyczne, w ramach posiadanych środków uwzględnianych w planach rozwoju, jak i w kosztach remontów i konserwacji, realizują systematycznie poprawę stanu technicznego istniejących sieci. W przypadkach awarii infrastruktury elektroenergetycznej, działania zmierzające do ich usunięcia podejmowane są w miarę możliwości w krótkim okresie. Wszyscy OSD w ramach realizowanych planów rozwoju, a także remontów i konserwacji podejmowały w tym okresie działania w celu poprawy warunków dostarczania energii elektrycznej. W OC Warszawa w latach 2011–2012 nie były wydawane decyzje o ukaranie przedsiębiorstw energetycznych dotyczące nie utrzymywania w należyтым stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej.

Należy również nadmienić, iż w analizowanym okresie wpłynęło 40 skarg i wniosków dotyczących parametrów dostarczanej energii elektrycznej. Z praktyki dotychczasowej wynika, że większość takich spraw dotyczyła: czasu trwania planowanych i nieplanowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, prawidłowości powiadamiania odbiorców o terminie i czasie trwania ww. przerw, migotania światła i spadków napięcia. Przedsiębiorstwo powiadomiło Prezesa URE o czasie trwania planowanych i nieplanowanych przerw w dostarczaniu energii (w przypadku przekroczenia dopuszczalnego czasu trwania tych przerw zobowiązało się wypłacić odbiorcom bonifikaty), przeprowadziło ocenę stanu technicznego sieci, czynności eksploatacyjne i stosowne pomiary, np. napięcia i wskaźnika migotania światła (w przypadku przekroczenia dopuszczalnych odchyłeń zobowiązało się wypłacić odbiorcom bonifikaty), usunęło skutki awarii, zobowiązało się do przeprowadzenia modernizacji sieci.

Na obszarze działania **OT Szczecin**, m.in. zlokalizowano 7 awarii sieci elektroenergetycznej SN oraz 3 awarie na sieciach Nn. Nie odnotowano przerw o charakterze katastrofalnym, natomiast dwie z nich zakwalifikowane były do przerw długich. OSD podejmując działania w celu usunięcia przerw dokonywało napraw kabli, przełączenia na zasilanie rezerwowe, wypięcia kabli wraz z podaniem napięcia na kable pozostałe, podania napięcia na sekcję rozdzielni. Należy stwierdzić, iż wszystkie zamierzenia inwestycyjne i modernizacyjne mające na celu uzyskanie właściwego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zapewnienia standardów jakościowych dostaw realizowane są w oparciu o uzgodnione z Prezesem URE plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Przedsiębiorstwa przedstawiają informacje z realizacji zadań objętych planem rozwoju; monitoring ich wykonania dokonywany jest na bieżąco poprzez podejmowane przez Prezesa URE działania regulacyjne. Działania w tym zakresie podejmowane są w OT Szczecin w toku postępowań wyjaśniających na skutek skarg i wniosków odbiorców lub w trakcie prowadzonych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowań administracyjnych dotyczących odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W latach 2011–2012 nie było postępowań, jak i decyzji w przedmiocie ukarania przedsiębiorstw energetycznych za nie utrzymywanie w należyтым stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej. W analizowanym okresie 3 skargi dotyczące parametrów dostarczanej energii elektrycznej związane były z przerwami i spadkami napięć.

**OT Gdańsk** monitoruje awarie ujawnione w składanych skargach i wnioskach interesariuszy oraz podczas prowadzonych postępowań administracyjnych.

W 2011 r. uzyskano informacje dotyczące awarii oraz napraw sieci elektroenergetycznej należącej do głównego operatora z obszaru właściwego OT Gdańsk, tj. ENERGA-OPERATOR SA, z których wynikało, iż na przełomie lat 2010 i 2011 miały miejsce liczne awarie infrastruktury elektroenergetycznej będącej własnością tegoż operatora.

Z informacji od niego uzyskanych wynika, że w okresie od 1 grudnia 2010 r. do 15 stycznia 2011 r. wystąpiło 3 151 awarii, z czego 2 222 na liniach nN, 922 na liniach SN i 7 awarii na WN. Z kolei w okresie od 16 stycznia 2011 r. do 11 lutego 2011 r. wystąpiły awarie na infrastrukturze elektroenergetycznej w ilości 4 099, z tego 3 123 awarie na liniach nN, 958 awarii na SN i 18 awarii na WN.

Ww. awarie i uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej powstały przy niekorzystnych warunkach atmosferycznych, takich jak intensywne opady śniegu, szadź i wichury. Powyższe m.in. powodowało, że przewracane były drzewa spoza normatywnych pasów wycinek powodujące trwałe uszkodzenia napowietrznych sieci elektroenergetycznych. Z drugiej strony rozległość awarii skutkowałą długim czasem ich usuwania, bowiem znaczna część infrastruktury przebiega przez tereny zalesione i trudno dostępne.

Spośród odnotowanych awarii, 397 z nich spowodowały przerwy katastrofalne (czas trwania powyżej 24 godzin) w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Z kolei 537 awarii było przyczyną długich przerw, które trwały od 12 do 24 godzin. Natomiast w okresie od lipca do grudnia 2011 r. na terenie województw pomorskiego i warmińsko-mazurskiego wystąpiły 15 603 awarie, z tego 12 249 na liniach nN, 3 346 na SN i 8 awarii na liniach WN.

Z kolei w 2012 r. na terenach objętych właściwością terytorialną OT Gdańsk odnotowano odpowiednio: 26 awarii na liniach WN, 5 807 – na liniach SN oraz 22 537 – na liniach nN. W województwie pomorskim awarie objęły odpowiednio: 22, 3 435 i 16 030 linii przesyłowych i dystrybucyjnych. Pozostałe dotyczyły sieci zlokalizowanych na terenie województwa warmińsko-mazurskiego. Jako główne przyczyny awarii wskazywano m.in.: upadające drzewa i gałęzie, wichury, wyładowania atmosferyczne, zużycie eksploatacyjne elementów sieci. Monitorując z kolei uciążliwość awarii dla odbiorców, należy stwierdzić, że awarie trwały łącznie 61 005,1 godzin, przy czym 85% tego czasu przypadła na sieci nN. W większym wymiarze wyłączenia dotyczyły odbiorców z terenu województwa warmińsko-mazurskiego.

W 2012 r. odnotowano 26 159 przerw długich, 1 036 przerw bardzo długich oraz 387 o charakterze katastrofalnym, przy czym większość przerw dotyczyła odbiorców z terenu województwa pomorskiego.

Mając powyższe na uwadze, 17 lipca 2012 r. została nałożona kara pieniężna na ENERGA-OPERATOR SA za nie wywiązywanie się z obowiązku utrzymywania w należyłym stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń oraz za naruszenie warunków koncesji na dystrybucję energii elektrycznej w ten sposób, że przedsiębiorstwo nie utrzymywało obiektów, instalacji i urządzeń w należyłym stanie technicznym, umożliwiającym przesyłanie energii w sposób ciągły i niezawodny. Ponadto ww. decyzja obejmowała również nie utrzymywanie właściwych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Należy podać, że w latach 2011–2012 ENERGA-OPERATOR SA podejmował działania modernizacyjne wpływające na poprawę ciągłości zasilania. Dokonano m.in. wymiany linii gołych SN przebiegających przez tereny leśne na linie z przewodami niepełnoizolowanymi, linii nN na linie izolowane oraz automatyzacji sieci SN poprzez montaż rozłączników zdalnie sterowanych w celu ograniczenia rozległości awarii. Dokonywano również digitalizacji zabezpieczeń. Z kolei w celu poprawy jakości eksploatacji sieci operator m.in. wdrożył jednakowy plan eksploatacyjny w całym przedsiębiorstwie, zintensyfikował działania związane z wycinkami drzew wzdłuż i pod liniami elektroenergetycznymi przebiegającymi przez tereny zalesione oraz realizował pomiary termowizyjnych urządzeń sieci, w celu eliminowania tzw. „słabych punktów” w sieci i podejmowanie działań profilaktycznych. Ponadto opracował „Program ciągłości zasilania w ENERGA – OPERATOR SA na lata 2013–2020”, w którym zostały określone działania operacyjne wpływające na poprawę niezawodności zasilania oraz działania usprawniające funkcjonowanie operatora w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. Operator ten zawarł umowę na montaż i uruchomienie tymczasowych linii napowietrznych WN, co pozwala na szybką odbudowę uszkodzonych linii WN, a tym samym minimalizację przerw w dostawie energii elektrycznej. Wprowadził również program automatyzacji linii średniego napięcia, program wymiany niesieciowanych kabli średniego napięcia, wymiany linii niskiego napięcia na przewody izolowane, wymiany przyłączy na izolowane, wymiany przewodów linii średniego napięcia na niepełnoizolowane na terenach zadrzewionych oraz modernizację stacji słupowych SN/nN.

Przeprowadzony monitoring pozostałych OSD, działających na obszarze właściwym OT Gdańsk, nie wykazał, aby nastąpiło nasilenie awarii infrastruktury elektroenergetycznej należącej do tych podmiotów.

W latach 2011–2012 wpłynęły do OT Gdańsk 2 skargi w zakresie dotyczącym parametrów dostarczanej energii elektrycznej. OSD podejmując interwencje w tym zakresie wykonał pomiary napięcia, w wyniku których ustalono, że parametry jakościowe dostarczanej odbiorcom energii były dochowane.



W **OT Poznań** monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci realizowane jest w ramach rozpatrywanych skarg i wniosków. Skargi i wnioski dotyczyły przede wszystkim realizacji warunków zawartych umów o przyłączenie do sieci; jedna skarga dotyczyła przyłączenia, o którym mowa w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne oraz nieprawidłowych wartości napięcia zasilającego i związanych z tym bonifikat; awarii o niewielkim zasięgu oraz przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (z reguły mieszczących się w dopuszczalnych czasach trwania); przedsiębiorstwa informowały o działaniach podjętych w celu poprawy warunków dostarczania energii elektrycznej. W 2011 r. rozpatrywano takich skarg 19, natomiast w 2012 r. – 25. W OT Poznań nie przeprowadzono postępowań o ukaranie przedsiębiorstw energetycznych ze względu na nie utrzymywanie w należyтым stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej.

W **OT Lublin** w latach 2011–2012 nie prowadzono kompleksowych działań w zakresie monitorowania występujących w systemach dystrybucyjnych należących do poszczególnych OSD awarii tego systemu. Monitoring prowadzony jest na bieżąco w związku z rozpatrywaniem skarg odbiorców dotyczących m.in. niedotrzymywania przez OSD parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej. W 2011 r. rozpatrywano 5 spraw, w 2012 r. – 4 takie sprawy. W ramach tych działań nie stwierdzono występowania po stronie OSD nieprawidłowości, które stanowiłyby podstawę do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Monitorowanie dokonywania napraw sieci przez **OT Łódź** odbywa się w ramach postępowań wyjaśniających poprzez analizę informacji o krótkotrwałych awariach lub przerwach w dostawie energii elektrycznej oraz wyjaśnień w tym zakresie udzielanych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Jednocześnie nie wydano decyzji o ukaraniu przedsiębiorstw energetycznych w trybie art. 56 ust. 1 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczącym nie utrzymywania w należyтым stanie technicznym infrastruktury energetycznej. W okresie objętym raportem zgłoszono łącznie 10 skarg i wniosków na parametry dostarczanej energii elektrycznej. Odbiorcy sygnalizowali m.in. o występowaniu zaniżonych parametrów napięcia w linii 0,4 kV, o utrudnieniach w wykonywaniu działalności gospodarczej i poniesionych stratach z powodu zaplanowanej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, o zbyt niskim napięciu, o zwłoce w usuwaniu awarii w sieci. Przedsiębiorstwo energetyczne w każdym przypadku udzieliło stosownych wyjaśnień.

W **OT Wrocław** zmonitorowano m.in. awarię z 26 listopada 2011 r., w wyniku której odbiorcy zlokalizowani przy ul. Stargardzkiej we Wrocławiu pozbawieni zostali dostaw energii elektrycznej wskutek awarii urządzeń elektroenergetycznych. O godzinie 6:56 nastąpiło awaryjne wyłączenie transformatora T-5 przez wyłącznik 10 kV w polu nr 5 rozdzielni ESV-0500 z powodu zadziałania zabezpieczenia gazowo-przepływowego transformatora T-5, który to fakt zarejestrowany został w dzienniku ogólnym systemu sterowania i nadzoru Wind Ex. Przystąpiono natychmiast do likwidacji awarii i niezwłocznie wznowiono dostawy odbiorcom objętych awarią.

Ponadto w zakresie awarii sieci elektroenergetycznej, monitorowano zdarzenie związane z wypadkiem w miejscowości Krzeszów, które miało miejsce 21 sierpnia 2012 r. W związku z uszkodzeniem sieci nastąpiło porażenie prądem dwóch osób. Sieć nN w m. Krzeszów – obwód L2 kier. „Klasztor” wykonana jest w technologii sieci napowietrznych z przewodami nieizolowanymi. Ponadto występują także pojedyncze przyłącza kablowe typu YAKY 4×25 mm<sup>2</sup>, YAKY 4×35 mm<sup>2</sup>. Sieć została wybudowana z wykorzystaniem słupów drewnianych (62%), słupów typu ŻN (19%) oraz słupów betonowych wirowanych typu E (19%). Na odcinkach sieci napowietrznej z przewodami nieizolowanymi zastosowane są typowe izolatory N-80 oraz S-80. Obwód jest zasilany ze stacji transformatorowej słupowej typu STS 20/100 o nr ruchowym PT-42B05. Odgałęzienie, na którym doszło do wypadku wykonane jest przewodami Al. 4×16 mm<sup>2</sup> na słupach drewnianych w układzie z przewodem neutralnym umieszczonym nad przewodami fazowymi. Ponadto uległa uszkodzeniu stacja zasilająca linię nN, która jest wyposażona w typową dla tego rodzaju urządzeń elektroenergetycznych automatykę zabezpieczeniową. Bezpośrednio po zdarzeniu stwierdzono zadziałanie zabezpieczenia. Z wiedzy posiadanej przez OT Wrocław wynika, że OSD podjął w 2012 r. następujące działania mające na celu zwiększenie bezpieczeństwa pracy urządzeń elektroenergetycznych:

- w sierpniu i wrześniu przeprowadzono dodatkowe oględziny urządzeń (linii i stacji WN, SN, nN) zlokalizowanych w pobliżu terenów rekreacyjnych, parków, szkół, zbiorników wodnych (kąpielisk) itp.,

- na podstawie przeprowadzonych oględzin opracowano harmonogram dodatkowych działań eksploatacyjno-inwestycyjnych,
- realizacja tych działań rozpoczęta została we wrześniu 2012 r. i planowana jest do końca 2013 r.,
- podjęte działania polegają głównie na kablowaniu sieci napowietrznej, wymianie przewodów „gołych” na izolowane np. AsXSn, PAS, SAX, EXXCEL, wzmacnianiu elementów konstrukcyjnych linii, zabudowie dodatkowych obostrzeń, wymianie wyeksploatowanych elementów, konserwacji, wymianie, kontroli istniejących elementów sieci, wykonywaniu dodatkowych pomiarów skuteczności działania środków ochrony, przeciwporażeniowej.

W OT Wrocław nie było przypadków ukarania przedsiębiorstw energetycznych w związku z nie utrzymywaniem w należytym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej.

**OT Katowice** monitoruje awarie, ujawnione w skargach i wnioskach odbiorców, bądź z własnej inicjatywy. W 2011 r. monitorowano 13 spraw, a w 2012 r. – 3, w ramach których dążono do eliminacji powstałych trudności.

W wyniku prowadzonego monitoringu przez OT Katowice nie zaobserwowano działań przedsiębiorstw energetycznych rażąco naruszających przepisy prawa, czy też warunków udzielonych koncesji, które skutkowałyby koniecznością podjęcia stosownych działań przewidzianych ustawą. Pełne dane w zakresie wszystkich awarii i działań podjętych przez OSD, są u nich dostępne. Jednocześnie w okresie 2011–2012 w OT Katowice nie prowadzono postępowań administracyjnych w sprawach o ukaranie przedsiębiorstw energetycznych dotyczących nie utrzymywania w należytym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej. W analizowanym okresie wpłynęło również 19 skarg na parametry dostarczanej energii elektrycznej (spadki napięcia oraz przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej). Przedsiębiorstwa podejmowały działania w celu ich wyeliminowania.

W 2011 r. i w 2012 r. na obszarze działania **OT Kraków** miały miejsce 2 awarie: jedna na sieci WN, zlokalizowana w Bochni i związana z awarią izolatora, druga zaś zlokalizowana w Krakowie i związana z uszkodzeniem przewodu SN. Obydwie awarie zostały zakwalifikowane do długich. W przypadku Bochni awaria swoim zasięgiem objęła prawie 38 tys. odbiorców. Awarie dotyczyły sieci OSD TAURON Dystrybucja SA.

Natomiast z informacji otrzymywanych w skargach oraz w postępowaniach wyjaśniających wynika, że OSD działający na obszarze monitorowanym przez OT Kraków, wykonali szereg działań zmierzających do poprawy użytkowanej infrastruktury polegających m.in. na: wymianie transformatorów, budowie nowych stacji, położeniu nowych kabli, rekonfiguracji sieci, modernizacji sieci nN. Na przestrzeni okresu objętego raportem nie podjęto decyzji o ukaraniu przedsiębiorstw energetycznych za nie utrzymywanie w należytym stanie technicznym sieci elektroenergetycznych.

W analizowanym okresie w OT Kraków rozpatrywano 11 skarg dotyczących parametrów dostarczanej energii elektrycznej.

## **2.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych**

### **2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego**

Szczegółowy katalog informacji, jakie powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, zawierają tzw. wytyczne ws. zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych między systemami krajowymi, stanowiące załącznik I do rozporządzenia 714/2009/WE (do 3 marca 2011 r. 1228/2003/WE).

Polski operator systemu przesyłowego udostępnia informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na swojej stronie internetowej ([www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl)) oraz stronie internetowej Biura Aukcyjnego we Freising w Niemczech ([www.central-ao.com](http://www.central-ao.com)), w szczególności publikuje następujące dane:

- zasady przeprowadzania przetargów skoordynowanych,
- oszacowane wielkości rocznych, miesięcznych i dobowych całkowitych zdolności przesyłowych (TTC), zdolności przesyłowych netto (NTC) oraz dostępnych zdolności przesyłowych (ATC),
- oferowane i przydzielone zdolności przesyłowe,
- ceny zdolności przesyłowych,
- liczbę uczestników biorących udział w aukcji,
- liczbę ofert złożonych przez uczestników aukcji w odniesieniu do profilu handlowego,
- krzywe cenowe składanych ofert na zdolności przesyłowe w aukcji rocznej,
- uzgodnione plany wymiany międzysystemowej na poszczególnych przekrojach handlowych,
- plany wyłączeń linii międzynarodowych,
- wielkości fizycznych przepływów mocy na poszczególnych przekrojach handlowych udostępnionych uczestnikom rynku.

W zakresie informacji o pracy KSE operator systemu przesyłowego opracowuje i udostępnia Plany Koordynacyjne Roczne (PKR), Plany Koordynacyjne Miesięczne (PKM), Plany Koordynacyjne Dobowe (BTHD, WPKD, PKD) oraz informację o planowanej wymianie międzysystemowej na połączeniach synchronicznych. Następnie ogłaszane są sprawozdania miesięczne i roczne z funkcjonowania KSE oraz w trybie dobowym informacje dotyczące bilansu mocy w szczycie rannym i wieczornym oraz zapotrzebowania na moc w KSE, a także handlowej wymiany międzysystemowej ze Szwecją oraz rzeczywistych przepływów energii na przekrojach synchronicznych oraz stałoprądowym ze Szwecją. OSP publikuje ponadto zasady uczestnictwa w rynku bilansującym, standardy umów oraz informacje o funkcjonowaniu rynku bilansującego, takie jak: ceny rozliczeniowe za niezbilansowanie, wolumeny energii (w cyklach dobowo-godzinowych) oraz koszty funkcjonowania rynku bilansującego. Wymiana informacji handlowych pomiędzy OSP a uczestnikami rynku bilansującego odbywa się na stronie internetowej operatora oraz przy pomocy systemu *Wymiany Informacji o Rynku Energii* (WIRE). Wymiana informacji technicznych z wytwórcami w celu umożliwienia prowadzenia pracy KSE odbywa się przy pomocy *Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami* (SOWE).

PSE SA publikuje także informacje o zasobach wytwórczych KSE:

- informacje o planowanych remontach lub odstawieniach poszczególnych jednostek wytwórczych,
- przewidywane ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek wytwórczych) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek wytwórczych) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej,
- informacje o ubytkach mocy poszczególnych jednostek wytwórczych (dane powykonawcze),
- informacje o ofertach bilansujących w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjętych na rynku bilansującym dla jednostek wytwórczych,
- plany produkcji jednostek wytwórczych i prognozy zapotrzebowania.

Ponadto publikowany jest także Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 (wyciąg) wraz z Aktualizacją w zakresie lat 2012–2016 (wyciąg).

#### **2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych**

OSD jest odpowiedzialny za dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystanie z tej sieci odbywa się w oparciu o zasady zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych w części dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESD-Bilansowanie).

Ponadto OSD jest również odpowiedzialny za umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,

- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

## 2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii zostało zdefiniowane w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, jako zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych. Podobnie bezpieczeństwo energetyczne jest definiowane w ustawie – Prawo energetyczne jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

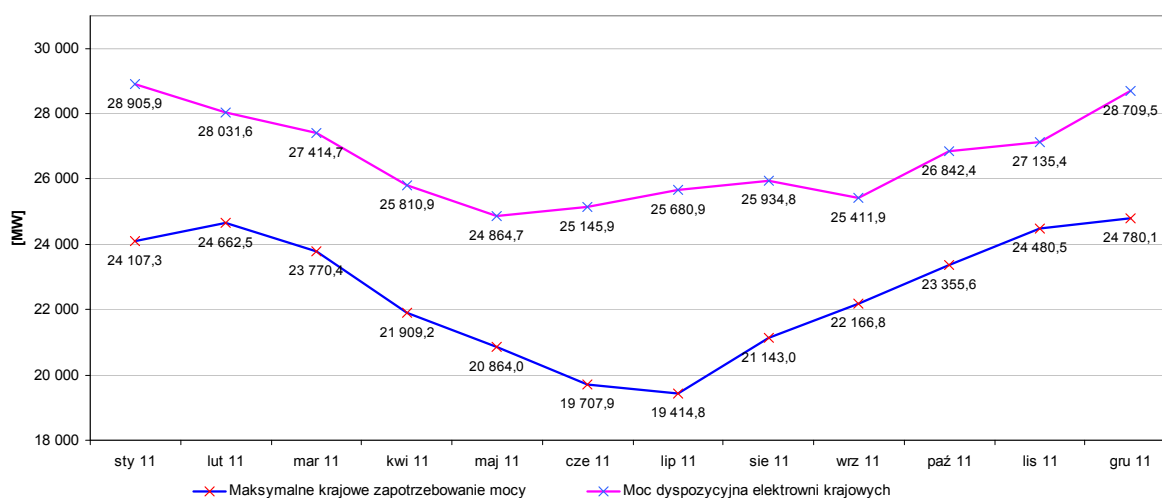
Poziom bezpieczeństwa energetycznego jest warunkowany wieloma czynnikami. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa zależy zarówno od wewnętrznej sytuacji danego kraju, jak i od tej na rynkach światowych. Wśród nich istotnymi są takie determinanty, jak: zróżnicowanie struktury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

### 2.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest jednym z zadań Prezesa URE, wynikającym z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne. Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zbiór działań wynikających bezpośrednio z przytoczonego powyżej artykułu, jak też realizowanych w trakcie wykorzystania innych narzędzi regulacyjnych.

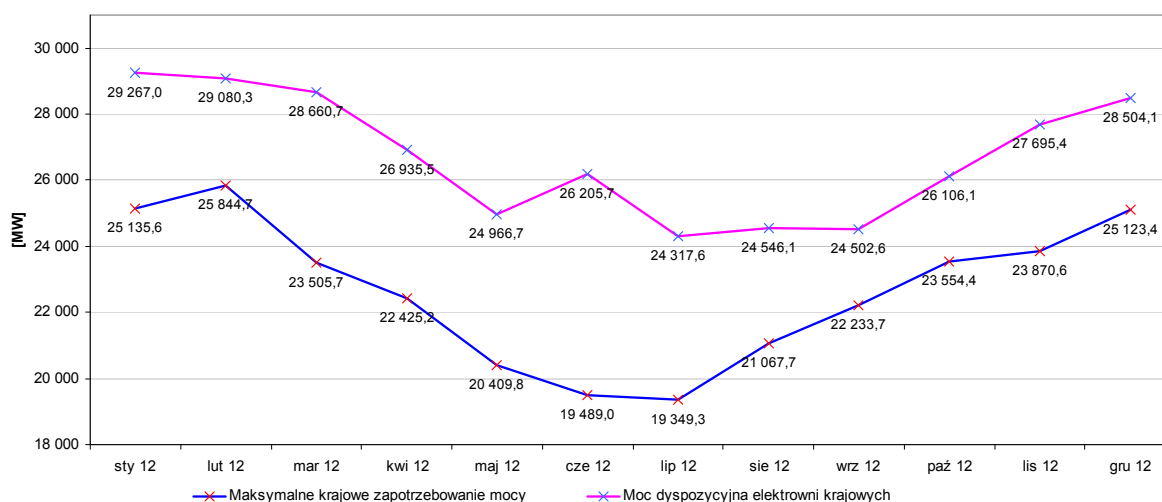
Bezpieczeństwo elektroenergetyczne zależy przede wszystkim od możliwości zaspokojenia zapotrzebowania szczytowego na energię i moc oraz bieżącej i przyszłej struktury zużycia paliw w procesie wytwarzania energii elektrycznej. W toku monitorowania bezpieczeństwa dostaw szczególną uwagę przykładano do sprawdzania: adekwatności (wystarczalności) wytwarzania, bezpieczeństwa operacyjnego systemu oraz dyspozycyjności urządzeń. I tak, wielkość mocy zainstalowanych utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie, przekraczając w 2011 r. 37 GW, a w 2012 r. – 38 GW. W relacji mocy dyspozycyjnych do zapotrzebowania na moc odnotowano na przestrzeni lat 2011–2012 sytuację stabilną (rys. 13 i 14).

**Rysunek 13.** Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu wyznaczone dla poszczególnych miesięcy w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

**Rysunek 14.** Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu wyznaczone dla poszczególnych miesięcy w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Odnośząc się do mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych należy zauważyć, że w skali globalnej nie została odnotowana zasadnicza zmiana tych wielkości w porównaniu do 2011 r. Na uwagę zasługuje niemal 35-procentowy wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej w źródłach odnawialnych.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych w latach 2011–2012 przedstawiono w tab. 6.

**Tabela 6.** Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2012 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2011 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2011 r.	2012 r.	dyna- mika*	2011 r.	2012 r.	dyna- mika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	37 367	38 046	<b>101,82</b>	37 010	37 720	<b>101,92</b>
elektrowni zawodowych, w tym:	32 937	35 560	<b>107,96</b>	33 032	35 667	<b>107,98</b>
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	30 716	30 721	<b>100,02</b>	30 722	30 750	<b>100,09</b>
– na węglu kamiennym	20 152	20 152	<b>100,00</b>	20 130	20 129	<b>100,00</b>
– na węglu brunatnym	9 630	9 635	<b>100,05</b>	9 675	9 704	<b>100,30</b>
– gazowych	934	934	<b>100,00</b>	917	917	<b>100,00</b>
elektrowniach zawodowych wodnych	2 221	2 221	<b>100,00</b>	2 310	2 311	<b>100,04</b>
elektrowniach przemysłowych	2 486	2 486	<b>100,00</b>	2 046	2 053	<b>100,34</b>
Źródła odnawialnych	1 943	2 617	<b>134,69</b>	1 932	2 606	<b>134,89</b>
JWCD	26 062	25 498	<b>97,84</b>	26 057	25 876	<b>99,31</b>
nJWCD	11 305	12 549	<b>111,00</b>	10 953	11 844	<b>108,13</b>

\* 2012 r. /2011 r., gdzie 2011 r. =100.

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

W 2012 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 814 MW i wzrosło o ponad 0,3%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 845 MW i wzrosło o ponad 4,2% w stosunku do 2011 r. Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2011–2012 zostały przedstawione w tab. 7.

**Tabela 7.** Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2011–2012

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2011 r.	2012 r.	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	36 276,20	37 264,00	<b>102,72</b>
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 646,00	26 712,00	<b>100,25</b>
Zapotrzebowanie na moc**	21 745,70	21 814,00	<b>100,31</b>
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	24 780,10	25 844,70	<b>104,30</b>
	2011.12.22 godz. 17:15	2012.02.07 godz. 17:30	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 651,50	2 697,00	<b>73,86</b>
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 827,20	11 840,00	<b>100,11</b>
	2011.06.27 godz. 4:30	2012.06.17 godz. 2:30	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 844,00	5 999,00	<b>156,06</b>

\* 2012 r. /2011 r., gdzie 2011 r. =100.

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

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 36 276 MW w 2011 r. do 37 264 MW w 2012 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej wzrosła z 26 646 MW w 2011 r. do 26 712 MW w 2012 r., co spowodowało niewielką zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej z 73,45% do 71,68%.

Charakterystyczna dla poprzednich lat wzrostowa tendencja dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej, po jej krótkotrwałym odwróceniu w 2009 r., była kontynuowana w 2011 r. Taka sytuacja może mieć znaczenie dla wielkości mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego, a także dla wielkości niezbędnych rezerw mocy.

Niemniej produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2012 r. kształtowała się na poziomie 159 853 GWh i była niższa o ponad 2% niż w 2011 r. Jako główną przyczynę spadku produkcji należy wskazać zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną związaną ze skalą kryzysu gospodarczego obserwowaną w 2012 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 157 013 GWh i również było niższe o prawie 0,6% od zużycia w 2011 r. Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych cieplnych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Uwagę zwraca znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (przede wszystkim wiatrowych).

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tab. 8.

**Tabela 8.** Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2011–2012

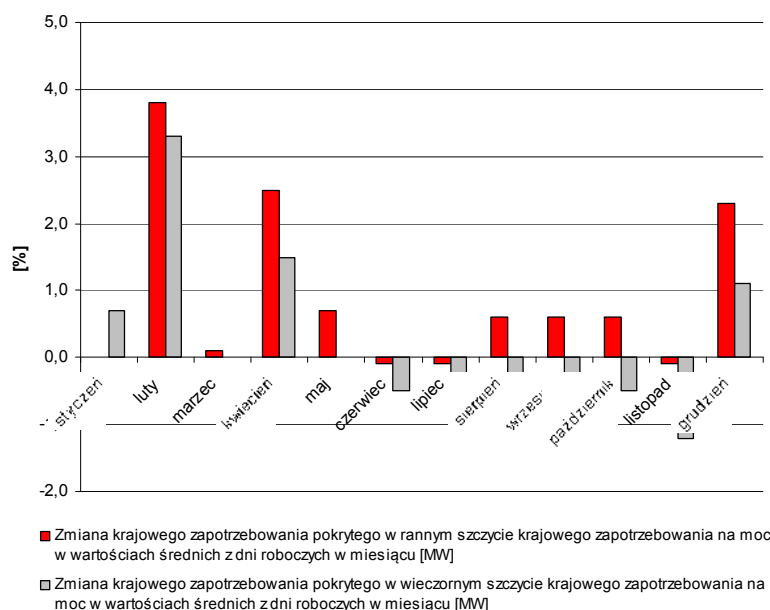
Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2011 r.	2012 r.	dynamika*	2011 r.	2012 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju:	163 153	159 853	<b>97,98</b>	100,00	100,00
1. elektrownie zawodowe, w tym:	151 319	146 835	<b>97,04</b>	92,75	91,86
a) elektrownie zawodowe cieplne, w tym:	148 790	144 571	<b>97,16</b>	91,20	90,44
– na węglu kamiennym	90 811	84 493	<b>93,04</b>	55,66	52,86
– na węglu brunatnym	53 623	55 593	<b>103,67</b>	32,87	34,78
– gazowe	4 355	4 485	<b>102,99</b>	2,67	2,81
b) elektrownie wodne	2 529	2 265	<b>89,56</b>	1,55	1,42
2. elektrownie przemysłowe	9 000	8 991	<b>99,90</b>	5,52	5,62
3. elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	2 833	4 026	<b>142,11</b>	1,74	2,52
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	157 910	157 013	<b>99,43</b>		

\* 2012 r. /2011 r., gdzie 2011 r. =100

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rys. 15.

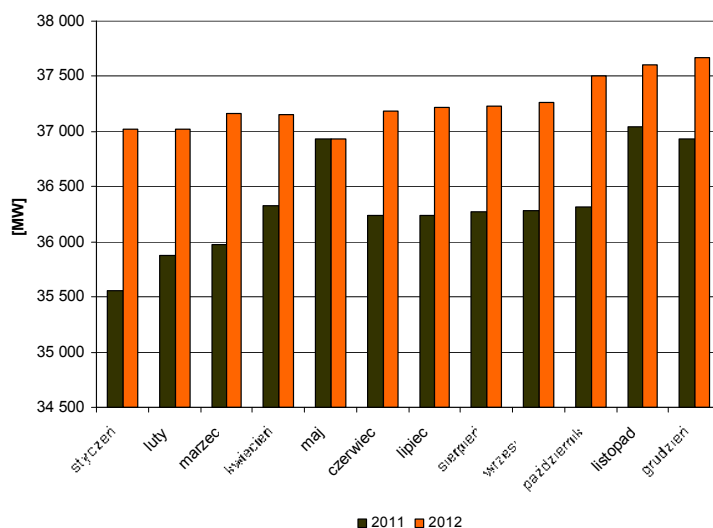
**Rysunek 15.** Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w wartościach średnich z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2012 r. w odniesieniu do 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc nastąpił w listopadzie 2012 r. w szczycie wieczornym i różnił się o -1,2% od zanotowanego spadku w 2011 r. Natomiast największy wzrost zapotrzebowania na moc wystąpił w lutym 2012 r. w okresie szczytu rannego i różnił się o 3,8% od wzrostu zanotowanego w 2011 r.

**Rysunek 16.** Moc osiągalna elektrowni krajowych w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w poszczególnych miesiącach w 2011 r. i w 2012 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

W 2012 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w maju i wynosiła 36 930 MW, a największa została odnotowana w grudniu i wynosiła 37 670 MW, natomiast w 2011 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w styczniu i wynosiła 35 557 MW, a największa została odnotowana w listopadzie i wynosiła 37 040 MW.

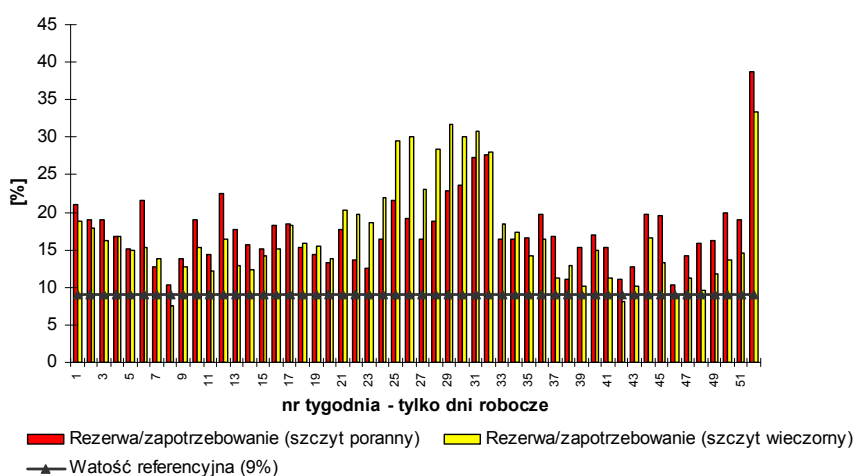
W 2012 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym stosunek rezerwy do zapotrzebowania na moc z poszczególnych tygodni obejmujących dni robocze przewyższał wartość referencyjną ustaloną

w IRiESP na poziomie 9% (wymagany poziom rezerwy operacyjnej). Wyjątek stanowią tygodnie 5 i 22, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania (odpowiednio wieczorem i rano) wyniosła 8%, tydzień 27, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania rano wyniosła 7% oraz tydzień 30, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania rano wyniosła 4%. Poniżej przedstawiono dane dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w 2012 r.

W 2011 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym stosunek rezerwy do zapotrzebowania na moc z poszczególnych tygodni obejmujących dni robocze przewyższał wartość referencyjną ustaloną w IRiESP na poziomie 9% (wymagany poziom rezerwy operacyjnej). Wyjątek stanowią tygodnie 8 i 42, gdy rezerwa w odniesieniu do zapotrzebowania (wieczorem) wyniosła 8%. W miesiącach letnich rezerwy mocy zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym są większe od tych z pierwszego kwartału.

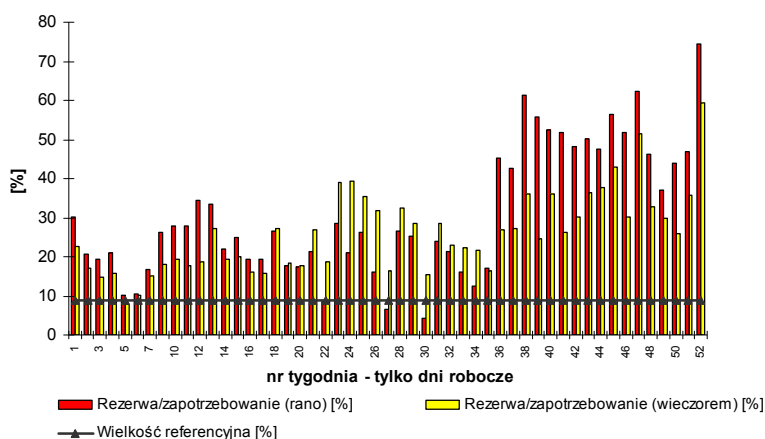
Poniżej na rys. 17 oraz 18 przedstawiono dane dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w latach 2011–2012.

**Rysunek 17.** Rezerwa mocy odniesiona do zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w 2011 r. (na podstawie raportów tygodniowych PSE SA uwzględniających tylko dni robocze)



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

**Rysunek 18.** Rezerwa mocy odniesiona do zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w 2012 r. (na podstawie raportów tygodniowych PSE SA uwzględniających tylko dni robocze)



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Poniżej przedstawiono dane liczbowe dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w 2011 r. (tab. 9) oraz w 2012 r. (tab. 10).



**Tabela 9.** Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2011 r. (na podstawie raportów dobowych PSE SA)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	1 285	6	1 063	5
max	15 531	106	13 494	82

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

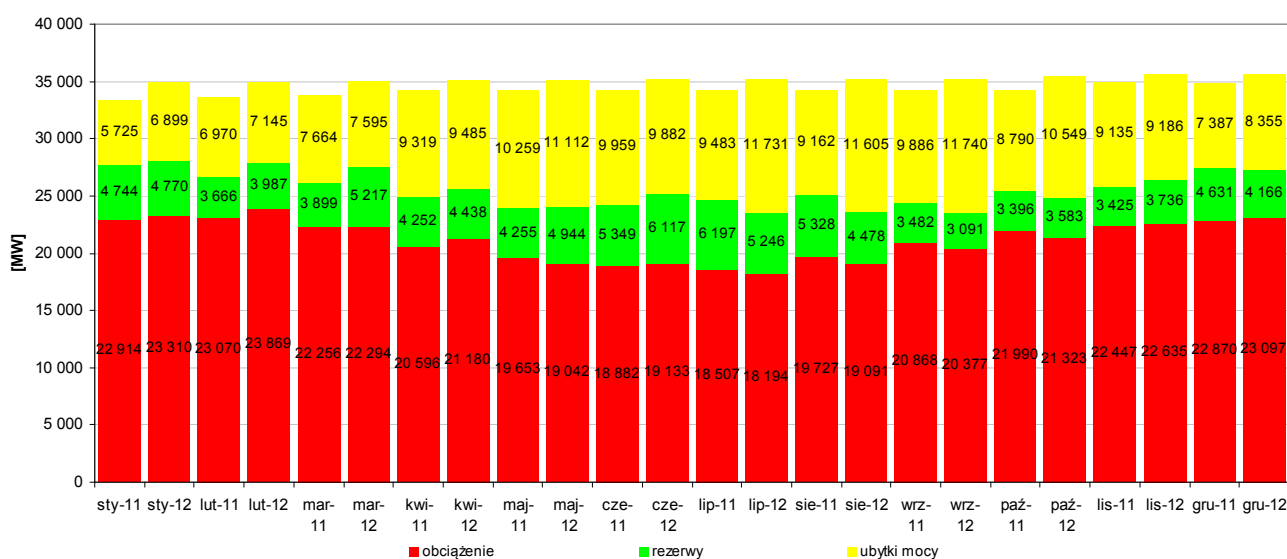
**Tabela 10.** Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2012 r. (na podstawie raportów dobowych PSE SA)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	827	4	1 195	5
max	14 245	96	12 869	76

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Na rys. 19 porównane zostały średnie miesięczne wartości (ze szczytów wieczornych z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy w 2011 r. i w 2012 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2012 r. spadek rezerw w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia był na podobnym poziomie w porównaniu ze średnią wartością obliczoną dla 2011 r. Podobnie bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 19 można zauważyć, iż średnia wartość ubytków wzrosła nieznacznie w porównaniu z danymi dla 2011 r.

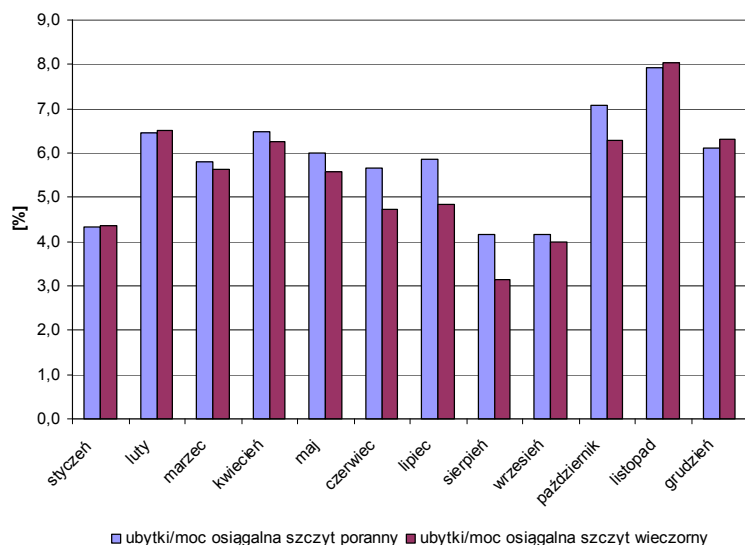
**Rysunek 19.** Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2011 r. i w 2012 r. (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Ubytki mocy w szczyt porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największa różnica: 1% występowała w miesiącach czerwiec – lipiec). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w listopadzie 2011 r. podczas szczytu wieczornego i wyniosły 8%, co ilustruje przedstawiony poniżej rys. 20.

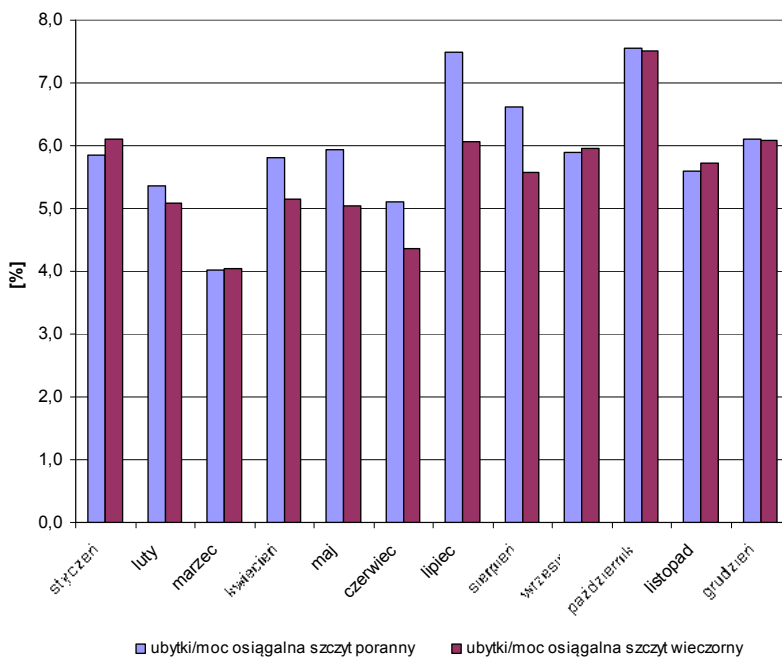
**Rysunek 20.** Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2011 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Natomiast ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największa różnica: 1,4% występowała w lipcu). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w październiku 2012 r. podczas szczytu porannego/wieczornego i wyniosły 7,5%, co ilustruje przedstawiony poniżej rys. 21.

**Rysunek 21.** Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2012 r.

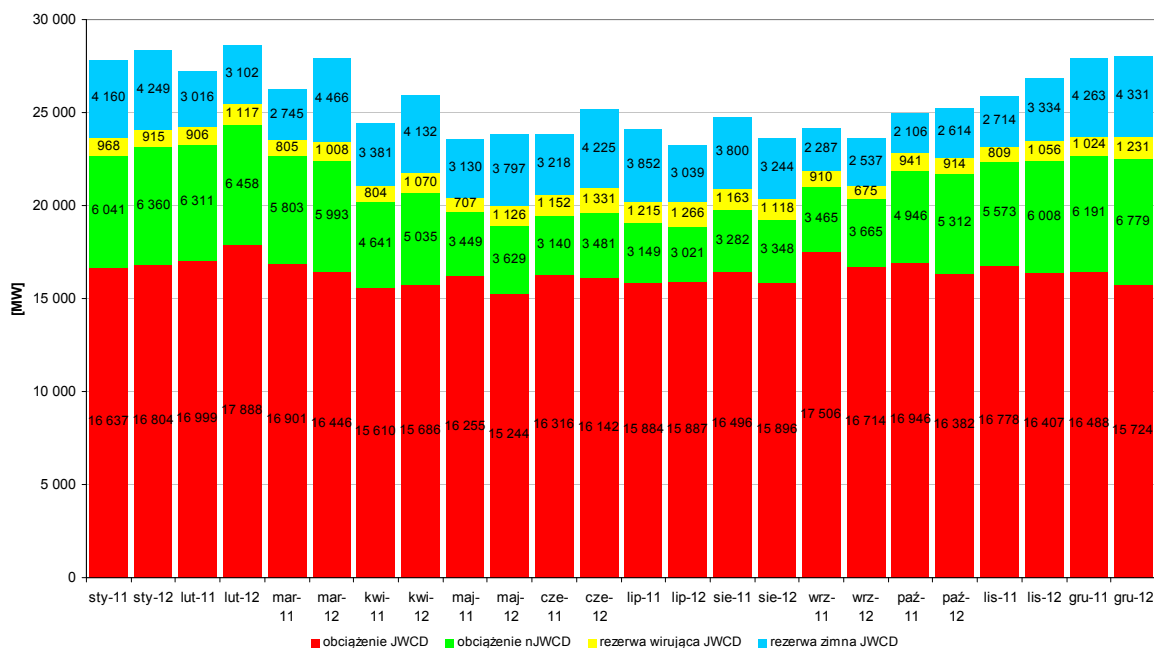


Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

Niezależnie od powyższego, w ujęciu uśrednionym w 2012 r. w porównaniu z 2011 r. wystąpił spadek rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi. Na rys. 22 poniżej przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2011–2012, na podstawie których można stwierdzić, że średnie obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) nieznacznie wzrosło

w relacji do roku 2011. Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku zmiany obciążenia w zakresie JWCD, które średnio w 2012 r. zwiększyło się w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 5,5%. Zestawiając uśrednione wartości dla lat 2011 i 2012 dotyczące wykorzystania rezerwy zimnej i wirującej z JWCD, można zauważyć niewielkie spadki, które w przypadku rezerwy zimnej w skali roku wyniosły ok. 5%, a w przypadku rezerwy wirującej ok. 3%.

**Rysunek 22.** Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2012 r. w odniesieniu do 2011 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

## 2.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2010–2012 przez OSP i OSD<sup>3)</sup>

Zgodnie z art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okresy nie krótsze niż trzy lata, a operatorzy systemu elektroenergetycznego na okresy nie krótsze niż pięć lat. Ponadto, operatorzy sporządzają prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż piętnaście lat. Projekty planów rozwoju są przekazywane do Prezesa URE celem ich uzgodnienia, z wyłączeniem tych planów rozwoju, które dotyczą przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii.

Prezes URE uzgadniając plany rozwoju przede wszystkim weryfikuje zgodność projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, a także uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym plany powinny zapewniać minimalizację nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw. W ramach procesu uzgadniania, projekty planów są weryfikowane m.in. w zakresie uwzględnienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego

<sup>3)</sup> Na podstawie analizy sprawozdań z wykonania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

albo kierunków rozwoju gmin określonych w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, a także zapewnienia realizacji założeń do planów zaopatrzenia w energię i paliwa gazowe uchwalonych przez rady gmin w trybie art. 19 ustawy – Prawo energetyczne. W tym zakresie odbywa się współpraca URE z zarządami województw (art. 23 ust. 3, w związku z art. 23 ust. 2 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne).

Najważniejszym elementem planów rozwoju są plany inwestycyjne dotyczące przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju sieci oraz przewidywany sposób ich finansowania. W ramach procesu o uzgodnienie projektu planu rozwoju zostaje ustalony uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych dotyczący realizacji zaplanowanych inwestycji, który uwzględniony zostaje w procesie zatwierdzenia taryf. Ze względu na charakter inwestycji sieciowych (wieloletni cykl inwestowania przy zaangażowaniu znacznych środków finansowych), ocena rzeczywistego wpływu zrealizowanych nakładów inwestycyjnych na poziom kolejnych taryf może zostać dokonana wyłącznie w perspektywie kilkuletniej poprzez, uwzględniany w kalkulacji przychodu regulowanego, poziom amortyzacji oraz zwrotu z kapitału. Nakłady inwestycyjne OSD (którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności) oraz OSP, wykonane w latach 2010–2012 i uwzględnione w taryfach tych przedsiębiorstw na 2013 r., przedstawia tab. 11.

**Tabela 11.** Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2010 r. [mln zł]	Wykonanie 2011 r. [mln zł]	Wykonanie 2012 r. [mln zł]	Plan 2013 r. [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	4 384	5 659	6 349	6 652

Źródło: URE.

#### 2.5.2.1. Operator systemu przesyłowego

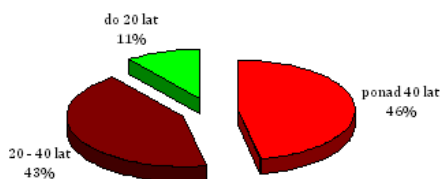
W 2009 r. OSP przedstawił projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025. Prezes URE uzgodnił wówczas projekt planu rozwoju w zakresie 2010 r. W latach 2010–2012, OSP corocznie aktualizował plan rozwoju i uzgadniał jego zmiany z Prezesem URE. Coroczna aktualizacja planu rozwoju podyktowana była m.in. realizacją: zadań związanych z przyłączaniem nowych źródeł wytwórczych do sieci (zarówno jednostek konwencjonalnych, jak i OZE), nowych zadań wynikających z oceny stanu technicznego majątku sieciowego, a także aktualizacją harmonogramów realizowanych zadań. Obecnie plan rozwoju OSP na lata 2010–2025 jest uzgodniony z Prezesem URE na okres 2013–2017 (wynika to z horyzontu czasowego, na jaki w planie rozwoju został przedstawiony szczegółowy harmonogram zadań inwestycyjnych).

### Majątek spółki

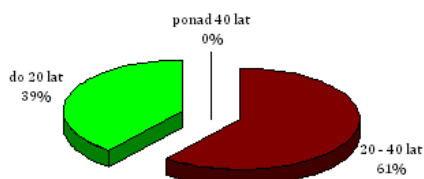
Na koniec 2012 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieci przesyłowej OSP wchodziło 13 547 km (w przeliczeniu na 1 tor) linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 100 km linii napowietrznych o napięciu 110 kV,
  - 2 km linii kablowych o napięciu 110 kV,
  - 7 948 km linii napowietrznych o napięciu 220 kV,
  - 1 km linii kablowych o napięciu 220 kV,
  - 5 382 km linii napowietrznych o napięciu 400 kV,
  - 114 km linii napowietrznych o napięciu 750 kV,
- oraz 101 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć i 46 074 MVA mocy transformatorów.

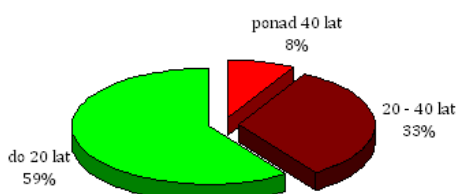
Struktura wiekowa linii napowietrznych



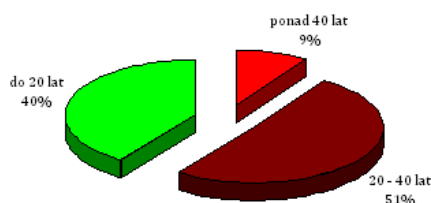
Struktura wiekowa linii kablowych



Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych



Struktura wiekowa mocy transformatorów



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu PSE SA za 2012 r.

W wyniku prowadzonych inwestycji sieciowych uzyskano następujące przyrosty zdolności produkcyjnych:

Rodzaj urządzeń	Uzyskany przyrost zdolności produkcyjnej		
	2010 r.	2011 r.	2012 r.
Linie napowietrzne 400 kV	0 km	50,3 km	43,0 km
Trakty światłowodowe	165,6 km	270,7 km	162,3 km
Transformatory NN/110 kV	490 MVA	410 MVA	3 568 MVA
Urządzenia kompensujące moc bierną	0 Mvar	0 Mvar	120 Mvar

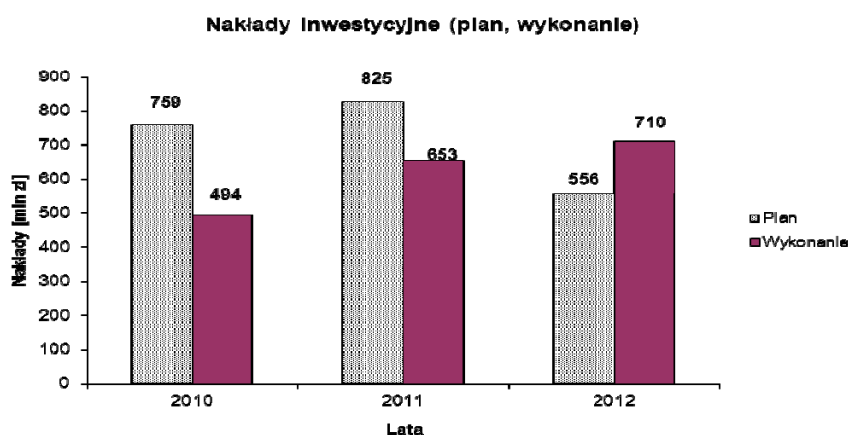
Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planu PSE SA.

## Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSP w 2010 r. wynosiły 759 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 494 mln zł.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSP w 2011 r. wynosiły 825 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 653 mln zł.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSP w 2012 r. wynosiły 556 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 710 mln zł. Z uwagi, iż planowane nakłady inwestycyjne OSP nie uwzględniały nabycia części połączenia stałoprądowego Polska – Szwecja, faktyczne wykonanie planu wyniosło 476 mln zł.



Źródło: URE.

### Wybrany zakres rzeczowy środków trwałych wg ważniejszych obiektów przekazanych na majątek OSP w latach 2010–2012

- Zakup części połączenia stałoprądowego Polska – Szwecja
- Budowa linii 400 kV Wrocław – Świebodzice
- Budowa stacji Wrocław, Kromolice
- Modernizacja stacji Morzyczyn, Dunowo
- Instalacja autotransformatorów w stacjach: Czerwonak, Wrocław, Kromolice, Joachimów, Płock, Lubocza, Świebodzice
- Budowa linii 400 kV Pasikowice – Wrocław
- Budowa linii 400 kV Kromolice – Pątnów
- Budowa linii 110 kV Wrocław – Klecina
- Modernizacja stacji Miłosna, Połaniec, Żarnowiec, Trębaczew, Janów, Kozienice
- Budowa linii 400 kV Ostrów – Plewiska

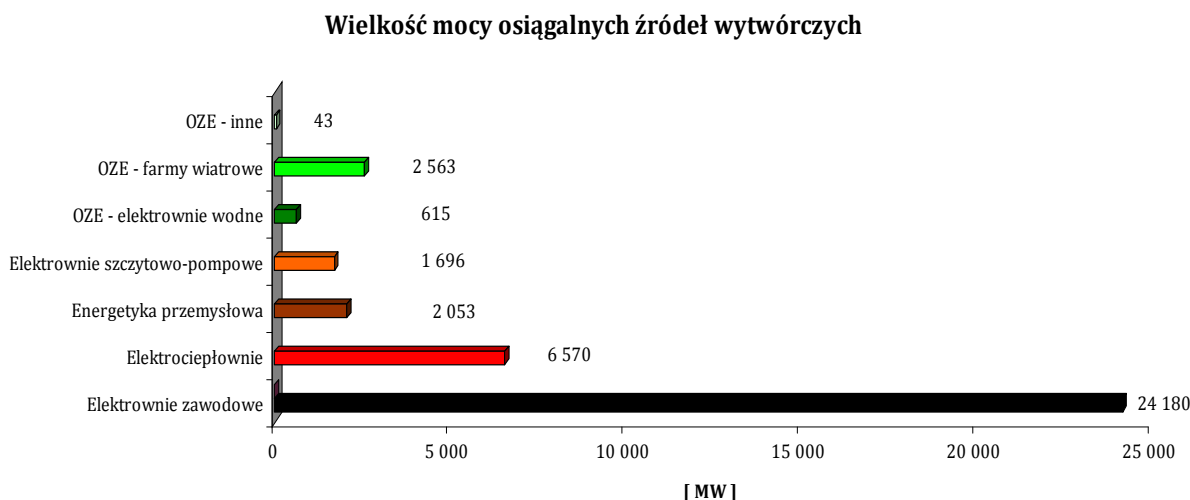
### Projekty inwestycyjne w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych, będące w fazie realizacji (bez inwestycji w fazie przedinwestycyjnej)

- Rozbudowa rozdzielni 400 i 110 kV SE Słupsk
- Budowa 2-torowej linii 400 kV Kromolice – Pątnów z czasową pracą jednego toru na napięciu 220 kV w relacji Plewiska – Konin
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Glinki
- Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew z dwoma TR 400/220 kV, 500 MVA i jednym 400/110 kV, 400 MVA oraz wprowadzenie do tej stacji linii 400 kV Rogowiec – Mościska i Miłosna – Płock i linii 220 kV Mory – Sochaczew i Mory – Janów
- Rozbudowa stacji 220/110kV Ostrołęka o rozdzielnię 400kV
- Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110kV Narew
- Rozbudowa SE Ostrołęka o rozdzielnię 400 i 110 kV
- Rozbudowa SE Skawina o rozdzielnię 400 kV i 110 kV
- Rozbudowa SE Stalowa Wola o rozdzielnię 220 kV
- Montaż TR 400/110 kV 450 MVA w SE Dunowo
- Instalacja przesuwników fazowych na linii Mikułowa – Hagenwerder
- Rozbudowa SE Świebodzice o rozdzielnię 400 kV
- Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE Włocławek Azoty
- Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE Żarnowiec

## Moc osiągalna źródeł wytwórczych

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2012 r. wynosiła 37 720 MW.

**Rysunek 23.** Udział mocy oraz struktura źródeł wytwarzania



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu PSE SA za 2012 r.

### 2.5.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (obecnie pięciu największych OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności

W 2010 r. Prezes URE uznał za uzgodnione, w zakresie 2011 r., projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2011–2015 siedmiu OSD (obecnie pięciu największych OSD). W 2011 r. kontynuowano, rozpoczęty w poprzednim roku, proces uzgodnienia projektów planów rozwoju. Po weryfikacji przekazanych przez operatorów sprawozdań z realizacji planów<sup>4)</sup>, Prezes URE uzgodnił ww. projekty na kolejne lata, tj. na okres 2012–2015. Z uwagi na dezaktualizację dotychczasowych założeń w zakresie obecnych i nowych generacji źródeł wytwórczych i potrzeb rozwojowych, związanych przede wszystkim z przyłączaniem nowych jednostek OZE, w latach 2011–2012 (na wniosek OSD) Prezes URE uzgodnił projekty aktualizacji planów rozwoju czterech spośród pięciu OSD (w przypadku TAURON Dystrybucja SA aktualizacja dotyczyła tylko oddziału w Gliwicach). Do oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju wykorzystano metodologię pn. „Przeprowadzenie badań oraz opracowanie i opublikowanie metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych energetycznych przedsiębiorstw sieciowych”, która została opracowana w ramach projektu Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” finansowanego z funduszy Unii Europejskiej (opis metodologii został przedstawiony w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2010 r. oraz w poprzednim raporcie). Nowa metodologia, po raz pierwszy, została zastosowana w 2010 r. w trakcie procesu o uzgodnienie obecnie obowiązujących planów rozwoju na lata 2011–2015.

Z uwagi na fakt, że wdrożenie nowej metodologii związane było ze zmianą układu planu rozwoju, dokonanie analizy odchylenia wielkości wykonanych od wielkości planowanych, zgodnie z założeniami nowej metody oceny i weryfikacji planów rozwoju, było po raz pierwszy możliwe w 2012 r. W wyniku przeprowadzonej analizy zostały oszacowane wartościowe odchylenia nakładów inwestycyjnych od zakresu rzeczowego i cen jednostkowych. W efekcie stwierdzono, iż w przypadku niektórych OSD zostały nieco przekroczone ceny jednostkowe założone na etapie procesu uzgadniania planów rozwoju. Jednocześnie zidentyfikowano czynniki mogące mieć wpływ na zakłócenia wyników końcowych przeprowadzonej oceny. Wnioski z dokonanych analiz Prezes URE przekazał OSD informując zarazem, że zostaną one uwzględnione w trakcie oceny sprawozdań z wykonania planów rozwoju w kolejnych latach.

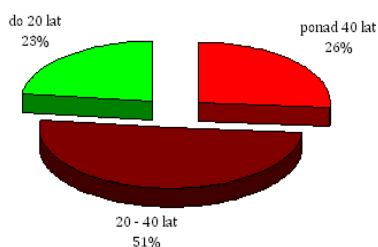
<sup>4)</sup> Art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, nakłada obowiązek corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planów.

## Majątek spółek

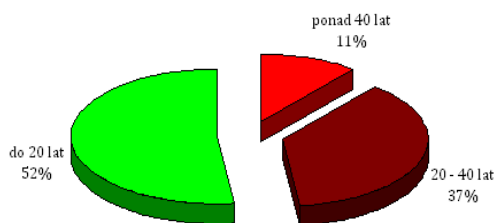
Na koniec 2012 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (pięciu największych OSD) wchodziło 741 852 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 28 826 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 4 976 km),
  - 181 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 25 km),
  - 224 723 km linii napowietrznych SN (w tym linii 2-torowych 760 km),
  - 67 390 km linii kablowych SN (w tym linii 2-torowych 307 km),
  - 287 689 km linii napowietrznych nN (w tym linii 2-torowych 4 062 km),
  - 129 717 km linii kablowych nN (w tym linii 2-torowych 459 km),
- oraz 247 042 stacji elektroenergetycznych i 98 144 MVA mocy transformatorów.

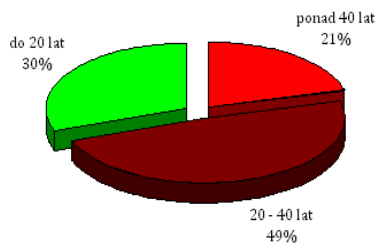
Struktura wiekowa linii napowietrznych



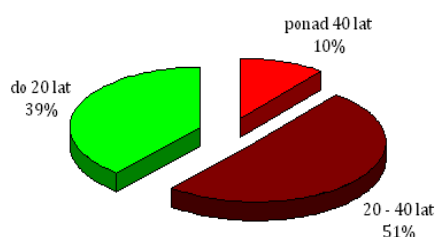
Struktura wiekowa linii kablowych



Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych



Struktura wiekowa mocy transformatorów



Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów OSD za 2012 r.

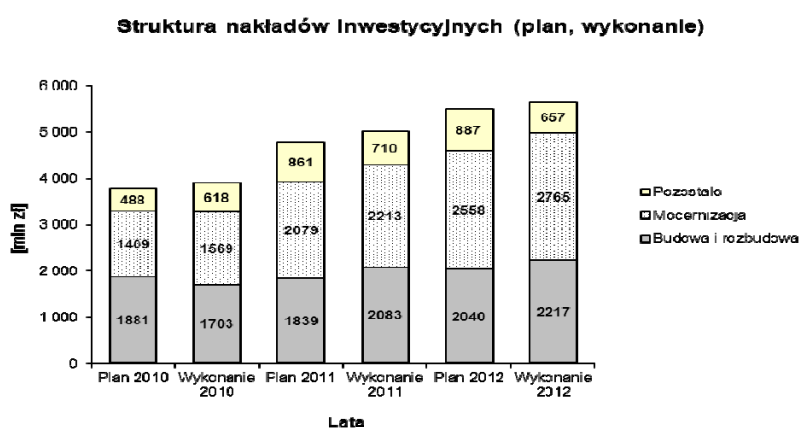
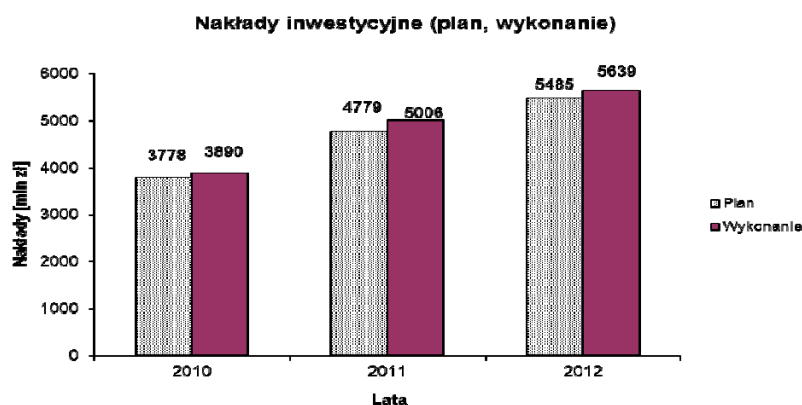
## Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSD w 2010 r. wyniosły 3 778 mln zł. Spółki zrealizowały nakłady w wysokości 3 890 mln zł.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSD w 2011 r. wyniosły 4 779 mln zł. Spółki zrealizowały nakłady w wysokości 5 006 mln zł.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSD w 2012 r. wyniosły 5 485 mln zł. Spółki zrealizowały nakłady w wysokości 5 639 mln zł.





Źródło: URE.

**Tabela 12.** Przyłącza odbiorców i źródeł w latach 2011–2012

	2011 r.	2012 r.
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy, zgodnie z umowami (szt.)	140 986	135 724
Długość wykonanych w danym roku przyłączy (km)	3 930	4 131
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	196 316	170 667
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączeniowych nowych odbiorców (szt.)	268 224	236 527
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	271 370	238 607
Liczba złożonych w danym roku umów o przyłączenie nowych źródeł (szt.)	256	405
Liczba złożonych w danym roku warunków przyłączeniowych nowych źródeł (szt.)	350	728
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenia nowych źródeł (szt.)	493	1 130

Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów OSD.

### 2.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym

Zgodnie z art. 16 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne projekty planów rozwoju przedsiębiorstw, które wykonując działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dostarczają 50 GWh lub więcej energii rocznie dla 100 lub więcej odbiorców, podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

Według danych zawartych w sprawozdaniach z realizacji planów rozwoju przekazanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych prowadzących działalność o charakterze lokalnym, zobowiązanych do uzgodnienia z Prezesem URE planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, poziom nakładów inwestycyjnych poniesionych w 2012 r. przez te przedsiębiorstwa wyniósł ok. 220 mln zł. Należy zaznaczyć, że prawie 60% tej kwoty stanowiły nakłady poniesione przez PKP Energetyka Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo to w 2012 r. zrealizowało nakłady inwestycyjne w wysokości 129 mln zł przy planowanych nakładach na poziomie 133 mln zł.

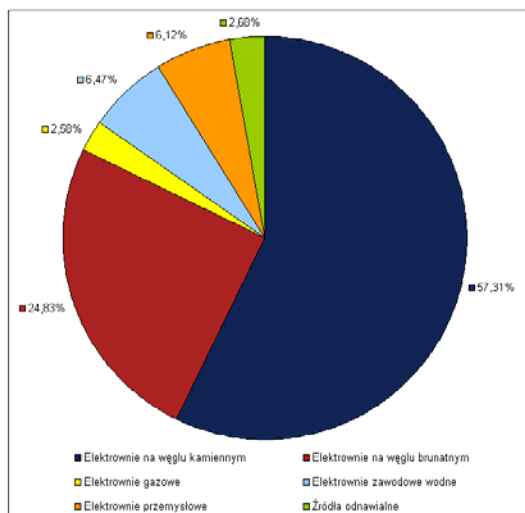
### 2.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze

Produkcja energii elektrycznej od lat opiera się głównie na węglu kamiennym i brunatnym, które to paliwa mają pozostać w przyszłości głównymi nośnikami energii wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej w celu zagwarantowania odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju<sup>5)</sup>.

W 2011 r. (w IV kwartale) odnotowano wzrost mocy w elektrowniach opartych na węglu brunatnym na skutek przekazania do eksploatacji bloku o mocy 858 MW w PGE EI. Bełchatów.

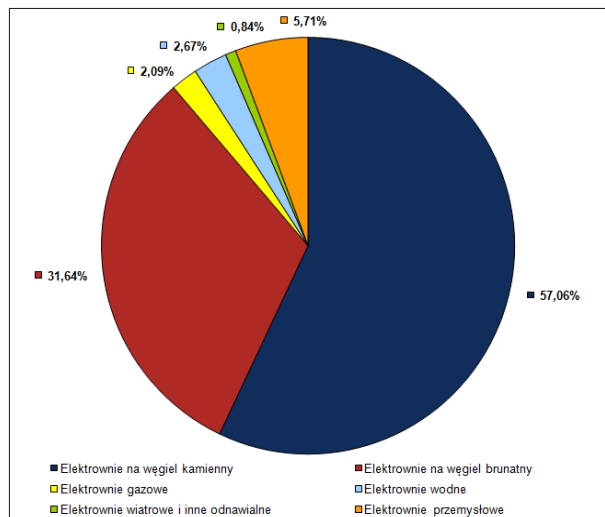
Rośnie także zauważalnie na przestrzeni lat 2010–2012 udział w mocy osiągalnej źródeł odnawialnych.

**Rysunek 24.** Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE, stan na 31.12.2010 r.



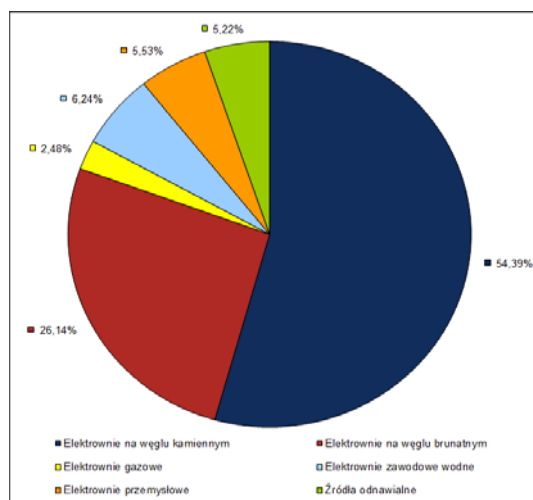
Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

**Rysunek 25.** Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2010 r.



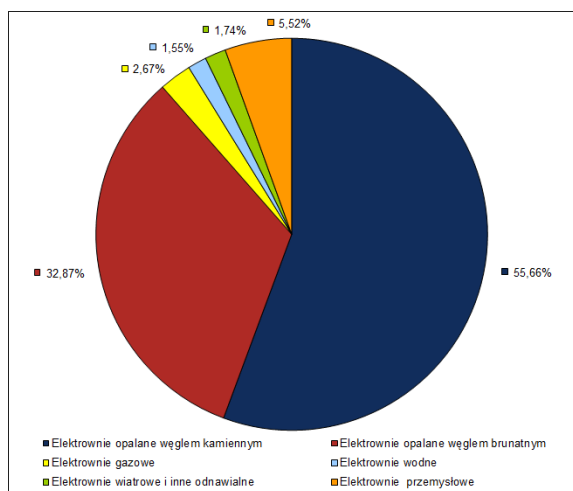
Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

**Rysunek 26.** Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE, stan na 31.12.2011 r.



Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

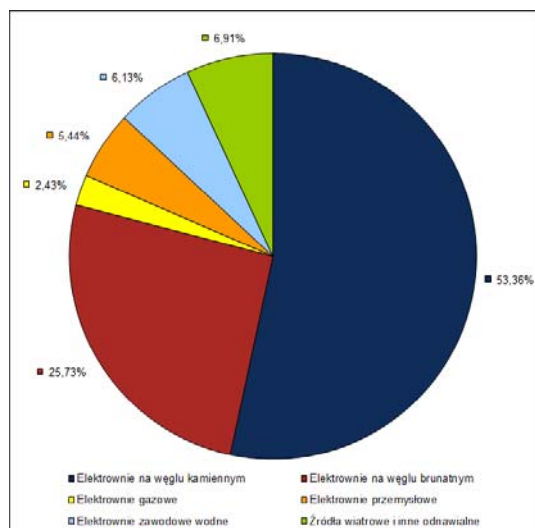
**Rysunek 27.** Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2011 r.



Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

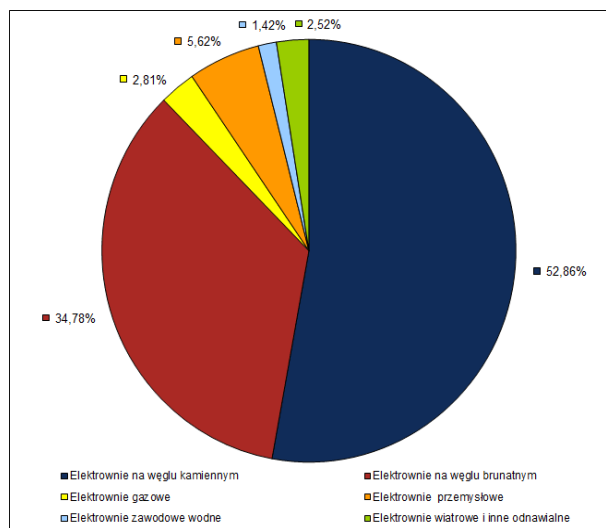
<sup>5)</sup> Patrz: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* – dokument przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r.

**Rysunek 28.** Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE, stan na 31.12.2012 r.



Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

**Rysunek 29.** Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2012 r.



Źródło: Dane pozyskane od PSE SA.

Przyrosty mocy wytwórczych zainstalowanych w KSE w latach 2010, 2011 oraz 2012 zawarte są w poniższej tab. 13. Dane te uwzględniają nowe zainstalowane moce, jak i moce wycofane.

**Tabela 13.** Przyrosty mocy zainstalowanych w KSE oddanych do eksploatacji w latach 2010, 2011 i 2012

ROK	RAZEM	Odnawialne źródła energii elektrycznej	Elektrownie przemysłowe	Elektrownie wodne	Elektrownie gazowe	Elektrownie na węglu brunatnym	Elektrownie na węglu kamiennym
2010	162	329	2	7	165	-206	-135
2011	1 610	977	0	0	0	858	-225
2012	679	674	0	0	0	5	0
RAZEM	2 451	1 980	2	7	165	657	-360

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE SA.

W zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej Prezes URE przeprowadził w 2011 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 11 i 12 ustawy – Prawo energetyczne. W celu ułatwienia i standaryzacji powyższego obowiązku Prezes URE opracował ankietę skierowaną do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej.

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował 3 marca 2011 r. *Informację Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o obowiązku sprawozdawczym dotyczącym wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne*. Ze względu na fakt, iż w ustawowym terminie, tj. do 11 marca 2011 r. tylko 26 podmiotów wypełniło powyższy obowiązek, Prezes URE 6 kwietnia 2011 r. wezwał kolejne 26 przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w oparciu o paliwa kopalne oraz 9 przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii do uzupełnienia wymaganych informacji.

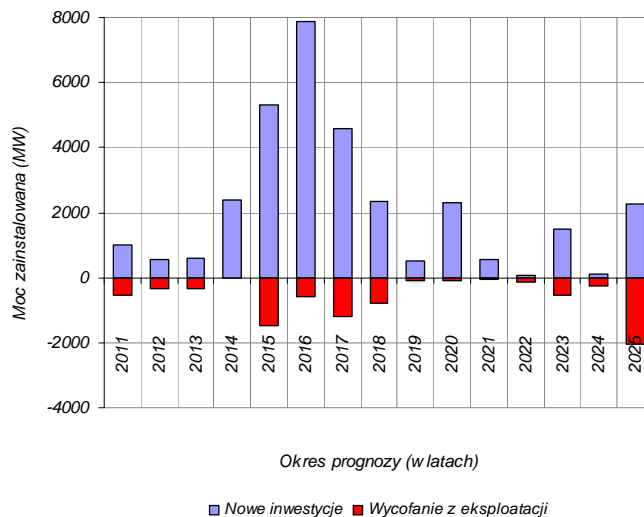
Niezależnie od obowiązku wynikającego z art. 16 ust. 11 i 12 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE zgromadził informacje o planowanych inwestycjach w nowe moce wytwórcze, w zakresie wynikającym z przygotowanej ankiety, od czterech grup energetycznych powstałych w wyniku konsolidacji sektora w związku z rządowym „Programem dla elektroenergetyki”.

Informacje otrzymane od przedsiębiorstw energetycznych realizujących powyższy obowiązek zostały poddane analizie, której podstawowym celem było zweryfikowanie możliwości pokrycia przyszłego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w horyzoncie czasowym od 2011 r. do 2025 r. Na podstawie zgromadzonych informacji został zbadany zakres planowanych przez przedsiębiorstwa

energetyczne inwestycje w nowe moce wytwórcze, w tym inwestycje, dla których stopień realizacji należy uznać za zaawansowany. Dokonana analiza uwzględniła również planowane wycofania z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych, a zgromadzone informacje pozwoliły określić dodatkowo strukturę technologiczną planowanych inwestycji ze względu na paliwo podstawowe.

Przedsiębiorstwa objęte badaniem prognozowały oddanie do eksploatacji znacznie większej liczby nowych mocy wytwórczych niż wycofań z eksploatacji istniejących jednostek (prognoza przyrostu mocy), co przedstawia rys. 30.

**Rysunek 30.** Planowane w latach 2011–2025 moce wytwórcze oddane i wycofane z eksploatacji



Źródło: URE.

Wśród nowych inwestycji największym zainteresowaniem inwestorów cieszył się węgiel kamienny jako paliwo podstawowe dla źródeł wytwarzających energię elektryczną, aczkolwiek zauważalna była tendencja zmniejszania się roli tego paliwa w krajowym bilansie mocy zainstalowanej. Powodem tego jest coraz większe zainteresowanie przedsiębiorców wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł gazowych, jądrowych lub wiatrowych.

Z uwagi na główny cel przeprowadzonego badania, jakim była ocena pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, Prezes URE uznał, że istotnym kryterium takiej oceny jest przede wszystkim możliwość pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną. W związku z powyższym, biorąc pod uwagę nałożone na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obowiązki, Prezes URE wezwał przedsiębiorstwo PSE SA (dawniej: PSE Operator SA) do przedstawienia prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE w latach 2011–2025, która została wykorzystana jako punkt odniesienia w przeprowadzonym przez Prezesa URE badaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Planowane inwestycje zostały w większości zakwalifikowane jako znajdujące się w początkowej fazie realizacji. Wyniki analizy (po uwzględnieniu stanu zaawansowania inwestycji i wyodrębnieniu tych, które są przynajmniej na etapie gromadzenia środków finansowych na inwestycje), wykazały, że w okresie do końca 2014 r. jednostki wytwórcze przyłączone do KSE powinny pokryć szczytowe zapotrzebowanie na moc. Niedostatek mocy dyspozycyjnej w elektrowniach krajowych w stosunku do zapotrzebowania może natomiast wystąpić od 2015 r. W tab. 14 pokazany został podział inwestycji ze względu na zaawansowanie inwestycji oraz rodzaj paliwa.

**Tabela 14.** Stopień zaawansowania inwestycji (prognoza na lata 2011–2025) z uwzględnieniem rodzaju paliwa

Rodzaj paliwa	Moc zainstalowana [MW]	
	wszystkie inwestycje	inwestycje o istotnym zaawansowaniu realizacji*
Biogaz	18,50	0,00
Biomasa	470,20	342,00
Gaz ziemny	8 222,40	16,40
Paliwo jądrowe	4 600,00	0,00
Węgiel brunatny	1 318,00	1 318,00
Węgiel kamienny	10 601,40	1 562,40
Wiatr	4 217,15	212,25
Woda	75,10	0,00
Współspalanie węgla kamiennego i biomasy	1 318,00	957,00
Inne	1 158,50	0,00

\* Inwestycje znajdujące się na etapie znacznego zaawansowania prac to przedsięwzięcia, które osiągnęły jeden z następujących etapów realizacji: zamknięcie finansowania, realizacja (przetarg, budowa) lub eksploatacja.

Źródło: URE.

W trakcie analizy nie uwzględniono co prawda zdolności importowych, danych na temat udzielonych warunków przyłączenia w sieciach dystrybucyjnych, potencjalnych możliwości pozyskania rezerwy interwencyjnej przez operatora systemu przesyłowego oraz potencjalnego aktywnego uczestniczenia odbiorców w zmniejszeniu zapotrzebowania, niemniej wyniki tej analizy stanowią sygnał o możliwości wystąpienia ewentualnego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ryzyko zaistnienia przerw w dostawach energii elektrycznej może pojawić się przede wszystkim w sytuacji, gdy możliwości importu będą ograniczone, a ekstremalne warunki pogodowe zbiegną się w czasie z okresem remontów jednostek wytwórczych i infrastruktury sieciowej. Powyższe wskazuje, że terminowość realizacji planowanych inwestycji może być jednym z istotnych czynników mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w średnioterminowym horyzoncie czasowym.

Zgodnie z art. 16 ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne co 3 lata aktualizują prognozy i informują o nich Prezesa URE oraz operatorów systemów elektroenergetycznych. W związku z powyższym w 2012 r. nie było przeprowadzone takie badanie.

## 2.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

Monitorując wypełnianie przez operatorów sieciowych ich obowiązków, Prezes URE opiera się na obowiązkach wynikających z art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Wyniki tych badań przedstawione zostały w dalszej części raportu. W celu prawidłowej realizacji ustawowej kompetencji Prezesa URE, w zakresie monitorowania wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, konieczne jest stałe obserwowanie zmian na rynku energii elektrycznej i modyfikowanie podejścia regulatora w reakcji na obserwowane zjawiska i zachowania podmiotów regulowanych. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań monitorowane jest zarówno na hurtowym, jak i detalicznym rynku energii elektrycznej, bowiem działanie tych rynków zależy w dużej mierze od prawidłowości wykonywania zadań przez operatorów systemu.

Hurtowy rynek energii elektrycznej jest poddawany badaniom, których celem jest m.in. ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej. Ocena w ww. zakresie jest częścią składową szerszych działań nakierowanych na monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

### 2.6.1. Rola IRiESP w wypełnianiu zadań operatorów systemów

Szereg zadań realizowanych przez OSP, związanych z rozbudową KSE i zapewnieniem zdolności przesyłowych w obrocie krajowym, jak i transgranicznym unormowanych jest w IRiESP. Nadzorowanie realizacji tych zadań obejmuje monitorowanie przestrzegania procedur i zasad zawartych w IRiESP,

jak również odbywa się w ramach uzgadniania projektów planów rozwoju. Projekty planów rozwoju uzgodnione z Prezesem URE są podstawowym dokumentem, w oparciu o który OSP dokonuje rozbudowy sieci przesyłowej oraz połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Dla realizacji obowiązków wynikających z art. 9c ust. 2 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne, PSE SA dokonywał zakupu usług systemowych niezbędnych do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE. W tym celu OSP zawarł na 2011 r., a następnie na 2012 r. z wytwórcami dysponującymi Jednostkami Grafikovymi aktywnymi – JG<sub>wa</sub> porozumienia w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, na podstawie których zapewnił sobie dostęp do usługi uruchamiania jednostek wytwórczych oraz regulacyjnych usług systemowych. Usługi te są szczegółowo opisane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. W oparciu o zapisy zawarte w IRiESP odbywa się także udostępnianie przez PSE SA informacji uczestnikom rynku.

Na podstawie procedury zawartej w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, PSE SA podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. Realizacja ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzana jest zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7. PSE SA przygotował stosowne procedury na podstawie odpowiedniego rozporządzenia Ministra Gospodarki. Ze względu na fakt, że w 2011 r. i w 2012 r. ograniczenia w dostawach energii elektrycznej na podstawie ww. przepisów nie miały miejsca, nie zaistniała potrzeba przeprowadzenia kontroli przez Prezesa URE w zakresie stosowania tych ograniczeń.

### **2.6.2. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne**

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRiESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenergetycznego, PSE SA podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W celu przygotowania odpowiednich procedur w 2011 r. PSE SA podjął następujące działania z tego zakresu:

- we współpracy z OSD opracowano „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (październik 2011 r.),
- we współpracy z OSD opracowano „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązujący od 1 września 2011 r. do 31 sierpnia 2012 r. Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE,
- we współpracy z OSD Elektrownia Rybnik SA opracowano aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”. Aktualizacja Planu w zakresie OSD Elektrownia Rybnik SA i OSP została uzgodniona przez OSP z Prezesem URE i obowiązuje od 15 grudnia 2011 r.,
- we współpracy z OSD opracowano „Plany wyłączeń awaryjnych” (kwiecień 2011 r.) – wg IRiESP obowiązującego od 1 stycznia 2011 r.,
- we współpracy z OSD zaktualizowano „Plany wyłączeń awaryjnych” (czerwiec 2011 r.),
- we współpracy z OSD opracowano „Plany wyłączeń awaryjnych” (grudzień 2011 r.),
- przeprowadzono testy w elektrowniach, sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie KSE,
- opracowano i zaktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w II połowie 2008 r. szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy z wykorzystaniem symulatora systemowego. Odbyły się także trzy szkolenia na symulatorze pomiędzy OSP a OSD (2 × RWE Stoen Operator Sp. z o.o. i 1 × Vattenfall Distribution Poland Sp. z o.o.).

Natomiast w celu przygotowania odpowiednich procedur w 2012 r., PSE SA podjął następujące działania z tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (październik 2012 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązujący od 1 września 2012 r. do 31 sierpnia 2013 r. Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE,
- opracowano we współpracy z OSD Zakłady Azotowe Puławy SA aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”. Aktualizacja Planu w zakresie OSD Zakłady Azotowe Puławy SA i OSP została uzgodniona przez OSP z Prezesem URE i obowiązuje od 5 listopada 2012 r.,

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2013 r. (grudzień 2012 r.),
- przeprowadzono testy w elektrowniach, sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie KSE,
- opracowano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w II połowie 2008 r. szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy z wykorzystaniem symulatora systemowego. Odbyły się także cztery szkolenia na symulatorze pomiędzy OSP a OSD (2 × RWE Stoen Operator SA i 2 × TAURON Dystrybucja SA O/Gliwice – dawniej Vattenfall Distribution Poland SA).

W latach 2011–2012 PSE SA nie występował do ministra właściwego do spraw gospodarki o złożenie wniosku w sprawie wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej (art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne).

W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, PSE SA w okresie sprawozdawczym zawierał umowy dotyczące pracy interwencyjnej z wytwórcami. Na podstawie umów OSP zyskuje dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej. Ponadto mając na względzie konieczność zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy KSE, OSP zawierała z wytwórcami posiadającymi jednostki wytwórcze nie będące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi przez OSP (tzw. nJWCD) umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności tych jednostek. Umowy zapewniają wielkości wytwarzania energii elektrycznej w określonych obszarach systemu elektroenergetycznego, wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE.

Ponadto z uwagi na możliwość wystąpienia ewentualnych stanów awaryjnych lub zakłóceńowych PSE SA zawiera z operatorami systemu przesyłowego krajów sąsiadujących (Niemiec, Czech, Słowacji i Szwecji) umowy na dostawy awaryjne energii elektrycznej.

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2011 r. i 2012 r. nie stwierdzono stanów zagrożenia pracy sieci przesyłowej skutkujących naruszeniem obowiązujących kryteriów ciągłości i niezawodności dostaw energii lub przekroczeniem poza dopuszczalne limity parametrów jakościowych energii elektrycznej. Zarówno obciążenia elementów sieci przesyłowej, jak i napięcia w rozdzielniach sieci przesyłowej utrzymywane były na poziomie dopuszczalnym. Wyłączenia dla prac wykonywanych na majątku przesyłowym realizowane były zgodnie z planem.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, PSE SA dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią. Przepisy ustawy nakazują stosowanie przy zakupie tej energii przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych. Mając to na względzie PSE SA organizuje przetargi na zakup energii elektrycznej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej. Z wyłonionymi w drodze przetargu dostawcami energii PSE SA zawiera umowy. Przeprowadzanie przetargów jest podstawową formą zakupu energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat. W ten sposób PSE SA dokonuje zakupu przeważającej większości energii elektrycznej na pokrywanie strat przesyłowych.

Pozostała część energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią pozyskiwana jest na Rynku Bilansującym. Jest to forma wykorzystywana ze względu na dużą zmienność ilości energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina), a także do kompensowania odchyleń pomiędzy dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów z dostawcami, a rzeczywistym zużyciem energii na pokrywanie strat przesyłowych.

PSE SA w latach 2011–2012 dokonywał zakupu energii elektrycznej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii oraz na Rynku Bilansującym. Umowy dwustronne zawierane były z dostawcami wyłonionymi w drodze przetargów nieograniczonych. Zakup energii na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym odbywał się według zasad obowiązujących w tym segmencie rynku. Rynek Bilansujący był wykorzystywany w przypadku, gdy umowy bilateralne nie pokrywały całego zapotrzebowania na energię na pokrywanie strat przesyłowych oraz w przypadku konieczności bilansowania nadwyżek energii z umów bilateralnych.

W latach 2011–2012 energia na pokrywanie strat przesyłowych była pozyskiwana z wykorzystaniem obu wyżej wymienionych form zakupu, w wyniku czego dokonano zakupu następujących ilości energii elektrycznej o następującej wartości:

- w 2011 r.:
  - w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii: 1 582 635 MWh;
  - na Rynku Bilansującym<sup>6)</sup>: 181 360 MWh,
- w 2012 r.:
  - w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii: 1 534 980 MWh;
  - na Rynku Bilansującym: 232 392 MWh.

W 2012 r. zakończono szereg inwestycji w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE.

Jednym z takich przedsięwzięć jest zakończone w 2012 r. zadanie inwestycyjne związane z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych w postaci przyłączenia farmy wiatrowej Darłowo 250 MW do stacji 400/220/110 kV Dunowo (I etap).

Również w 2012 r. zakończone zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne związane z usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE:

1. Budowa stacji 400/110 kV Wrocław – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji wrocławskiej na Finałowy Turniej EURO 2012.
2. Budowa linii 400 kV od stacji Wrocław do stacji Świebodzice (nastąpiło włączenie linii do pracy w KSE) – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji wrocławskiej na Finałowy Turniej EURO 2012 oraz ze zwiększeniem możliwości przesyłu i możliwości operacyjnych sieci, a także poprawą warunków napięciowych w południowo-zachodniej części KSE.
3. Budowa linii kablowej 110 kV na terenie stacji 400/110 kV Kromolice – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji poznańskiej na Finałowy Turniej EURO 2012 oraz zasilania sieci dystrybucji 110 kV we wschodnim rejonie Wielkopolski.
4. Wyposażenie pola 110 kV w stacji 400/220/110 kV Plewiska dla wprowadzenia linii relacji Kromolice-Plewiska – zadanie związane z poprawą pewności zasilania aglomeracji poznańskiej na Finałowy Turniej EURO 2012.
5. Modernizacja stacji 220/110 kV Leśniów, w tym uruchomienie dodatkowego ATR – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności, pewności i ciągłości zasilania KSE.
6. Modernizacja rozdzielni 220 kV oraz pola 110 kV AT3 w SE Wrzosowa wraz z wymianą przewodu odgromowego na OPGW w ciągu Joachimów – Wrzosowa – Łągisza – zadanie związane ze zwiększeniem elastyczności ruchowej obiektu oraz poprawą pewności pracy węzła.
7. Modernizacja linii 220 kV Kielce – Joachimów – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy linii.
8. Modernizacja linii 400 kV Kozienice – Ostrowiec – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy linii.
9. Modernizacja stacji 220/110 kV Jamki – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji.
10. Modernizacja stacji 220/110 kV Czerwonak – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji oraz z poprawą pewności zasilania aglomeracji poznańskiej.
11. Modernizacja stacji 220/110 kV Cieplice – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji.
12. Modernizacja linii 220/110 kV Ząbkowice – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności pracy stacji.
13. Zakup części połączenia stałoprądowego Polska-Szwecja – w celu przekształcenia połączenia Swe-PolLink do tzw. połączenia operatorskiego, tj. stanowiącego własność i zarządzanego przez OSP.

Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2011 r. w KSE kształtowały się na zbliżonym poziomie, jak w 2010 r. Podobnie jak rok wcześniej, nie wystąpiły ograniczenia spowodowane brakiem mocy lub awariami w sieci przesyłowej, natomiast ograniczenia spowodowane awariami w sieci dystrybucyjnej wyniosły 26,4 GWh i były mniejsze o ok. 9,8 GWh w stosunku do roku poprzedniego. Energia niedostarczona z powodu ograniczeń stanowiła ok. 0,01% krajowego zużycia energii elek-

<sup>6)</sup> Ilość energii elektrycznej zakupionej na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym wyznaczono jako saldo energii zakupionej oraz odsprzedanej na Rynku Bilansującym.



trycznej brutto. Mając powyższe na względzie zasadne jest stwierdzenie, że ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2011 r. **nie stanowiły** zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.

W latach 2011–2012 nie było awarii sieciowych w sieci przesyłowej najwyższych napięć.

Ograniczenia w dostawie do odbiorców spowodowane awariami systemowymi oraz sieciowymi w sieciach dystrybucyjnych OSD w 2011 r. wynikały przede wszystkim z niesprzyjających warunków pogodowych, a mianowicie:

- intensywnych opadów mokrego śniegu oraz marznącego deszczu,
- gwałtownych burz i nawałnic,
- gwałtownych burz i towarzyszących im wichur.

1 stycznia 2011 r. występowały ograniczenia w dostawie do odbiorców spowodowane wyłączeniami w sieci średniego napięcia, których przyczyną były złe warunki atmosferyczne. Były one stopniowo likwidowane. Występowały jednak do końca dnia osiągając wartości: na godz. 12:00 – 15,1 MW; na godz. 18:00 – 11,3 MW; na godz. 24:00 – 0,5 MW.

W środę – 8 stycznia 2011 r. narastający od godzin porannych wiatr w północnej części kraju powodował wyłączenia i uszkodzenia w sieci 110 kV i średnich napięć powodując ograniczenia w dostawie.

W czwartek – 9 lutego 2011 r. likwidowano uszkodzenia spowodowane przez gwałtowne wichury w północnej części kraju. Ograniczenia występowały do końca dnia osiągając wartości: na godz. 12:00 – 10,3 MW; na godz. 18:00 – 5,1 MW; na godz. 24:00 – 2,8 MW.

12 lutego 2011 r. wskutek silnych wiatrów w godzinach nocnych i rannych w północnej i wschodniej części kraju wystąpiły ograniczenia w dostawie do odbiorców spółek dystrybucyjnych na średnim i niskim napięciu. Według stanu na godz. 18:00 ograniczenia w dostawie do odbiorców w wysokości 1,7 MW, w skali kraju dotyczyły PGE Dystrybucja oraz ENERGA Oddział Płock, gdzie wyłączone były 4 linie 110 kV oraz 8 linii i 113 stacji średniego napięcia.

W godzinach nocnych 19 marca 2011 r., wskutek gwałtownych opadów śniegu w południowej części kraju wystąpiły wyłączenia w sieci dystrybucyjnej 110 kV i średniego napięcia powodując ograniczenia w dostawie do odbiorców w wysokości: na godz. 06:00 – 11,6 MW; na godz. 12:00 – 9,6 MW; na godz. 18:00 – 2,2 MW.

W piątek 9 kwietnia 2011 r. wystąpiły ograniczenia w dostawie do odbiorców ze względu na uszkodzenia sieci dystrybucyjnej spowodowane silnymi wiatrami w północnej i wschodniej Polsce:

- 8.04.2011 r. godz. 12:00 – 50,9 MW,
- 8.04.2011 r. godz. 18:00 – 125,6 MW,
- 8.04.2011 r. godz. 24:00 – 112,3 MW,
- 9.04.2011 r. godz. 06:00 – 77,1 MW,
- 9.04.2011 r. godz. 12:00 – 24,1 MW,
- 9.04.2011 r. godz. 18:00 – 6,0 MW.

Wg stanu na godz. 24:00 tego dnia ograniczenia w dostawie do odbiorców wynosiły 0,7 MW.

Kolejne ograniczenia dotyczyły następujących dni:

<b>Wtorek, 3 maja 2011 r.</b>	Opady śniegu początkowo w południowo-zachodniej części kraju przechodzące w kierunku centrum i wschodniej części kraju, których skutkiem było opadanie złamanych konarów i gałęzi drzew na przewody linii powodowały wyłączenia głównie w sieci średniego i niskiego napięcia i w konsekwencji ograniczenia w dostawie energii do odbiorców spółek dystrybucyjnych. Wielkość ograniczeń wynosiła odpowiednio: na godz. 12:00 – 17,0 MW; na godz. 18:00 – 24,0 MW; na godz. 24:00 – 39,7 MW.
<b>Środa, 4 maja 2011 r.</b>	Likwidowano uszkodzenia w sieci średniego i niskiego napięcia spowodowane przez połamane gałęzie i konary drzew wskutek opadów śniegu 3.05.2011 r. Ograniczenia wynosiły odpowiednio: na godz. 12:00 – 8,0 MW; na godz. 18:00 – 3,8 MW.
<b>Czwartek, 14 lipca 2011 r.</b>	Gwałtowne burze i towarzyszące im wichury od godzin popołudniowych powodowały wyłączenia linii 110 kV oraz średniego i niskiego napięcia. Stopniowo likwidowane były skutki wyłączeń spowodowanych przez burze i towarzyszące im wichury w nocy z czwartku na piątek.

<b>Środa, 20 lipca 2011 r.</b>	Gwałtowne burze i nawałnice w środkowej i południowo-wschodniej Polsce powodowały wyłączenia elementów sieci dystrybucyjnej i w konsekwencji ograniczenia energii dla odbiorców spółek dystrybucyjnych.
<b>Czwartek, 21 lipca 2011 r.</b>	Trwało likwidowanie ograniczeń i uszkodzeń w sieci dystrybucyjnej spowodowanych burzami i nawałnicami.
<b>Czwartek, 25 sierpnia 2011 r.</b>	Gwałtowne burze w godzinach nocnych na terenie Dolnego Śląska powodowały wyłączenia w sieci średniego i niskiego napięcia. Na godzinę 18:00 zniesiono ograniczenia.
<b>Poniedziałek, 5 września 2011 r.</b>	Gwałtowne opady deszczu i towarzyszące im wichury w godzinach wieczornych powodowały wyłączenia w sieci dystrybucyjnej i ograniczenia w dostawie do odbiorców.
<b>Wtorek, 6 września 2011 r.</b>	Trwała likwidacja skutków gwałtownych opadów deszczu z godzin wieczornych 5.09.2011 r.
<b>Niedziela i poniedziałek, 11 i 12 września 2011 r.</b>	11 września 2011 r. (godz. 22:03) wskutek gwałtownej burzy w godzinach nocnych w zachodniej części kraju zostawała wyłączona linia 220 kV Gorzów – Krajnik. Linie tę załączono 12 września o godz. 11:28 po usunięciu drzewa w prześle 158-159. Z tego powodu wystąpiły wyłączenia w sieci dystrybucyjnej, co spowodowało ograniczenia w dostawie do odbiorców ENEA Operator SA Oddział Gorzów.
<b>Wtorek, 13 września 2011 r.</b>	Trwała likwidacja wyłączeń w sieci dystrybucyjnej i ograniczeń dostaw do odbiorców ENEA Operator SA Oddział Gorzów po gwałtownej burzy w nocy z 11/12.09.2011 r.
<b>Poniedziałek, 28 listopada 2011 r.</b>	Wskutek gwałtownych wiatrów wiejących od niedzieli na terenie kraju nastąpiły wyłączenia w sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego napięcia i ograniczenia dostaw do odbiorców.
<b>Wtorek, 29 listopada 2011 r.</b>	Trwała likwidacja skutków gwałtownych wiatrów wiejących w niedzielę i poniedziałek na terenie kraju.

W roku sprawozdawczym 2012 nie było awarii sieciowych w sieci przesyłowej najwyższych napięć NN, natomiast wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci WN będącej własnością PSE SA:

<b>Poniedziałek, 14 maja 2012 r.</b>	<p><b>14:27</b> – w rozdzielni 110 kV Gdańsk podczas planowego przełączania pracy z II systemu szyn na I system szyn zbiorczych zadziałało zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych, powodując samoczynne wyłączenie wszystkich pól rozdzielni, tj.: linii Miłobądz (zał. 14:48), linii Kiełpino (zał. 14:43), linii Straszyn Dolny (zał. 14:48), linii Rutki (zał. 14:43), linii Czerwony Most (zał. 14:49), linii Piecki (zał. 15:45), linii Gdynia Chwarzno (zał. 15:34), linii Gdańsk 2 (zał. 15:35), linii Sopot (zał. 15:36), linii Wielki Kack (zał. 15:36), linii Redłowo (zał. 15:37), linii Kokoszki (zał. 15:46), pola sprzęgła poprzecznego (zał. 15:25), autotransformatora AT1 160 MVA 220/110 kV/kV (zał. 14:43), autotransformatora AT2 160 MVA 220/110 kV/kV. Przyczyną awarii było uszkodzenie urządzeń w polu 110 kV autotransformatora AT2 160 MVA 220/110 kV/kV.</p> <p>W wyniku powyższego nastąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA-OPERATOR SA Oddział Gdańsk:</p> <p>w godz. 14:27–14:43 – 10 MW z uwagi na wyłączenie linii zasilającej promieniowo GPZ Rutki oraz</p> <p>w godz. 14:36–15:09 – 40 MW,  w godz. 15:10–15:12 – 35 MW,  w godz. 15:13–15:21 – 18 MW,  w godz. 15:22–15:30 – 7 MW</p> <p>z uwagi na ręczne wyłączenie linii 110 kV Starogard – Skarszewy dla odciążenia przeciążonego ciągu liniowego Chojnice – Starogard przy planowo wyłączonej linii 110 kV Starogard – Swarżyn.</p>
--------------------------------------	---

	<p><b>19:20</b> – w rozdzielni 110 kV Gdańsk podczas planowego przełączania pracy z I systemu szyn na II system szyn zbiorczych zadziałało zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych, powodując samoczynne wyłączenie wszystkich pól rozdzielni, tj.: linii Miłobądz (zał. 19:57), linii Kiełpino (zał. 20:22), linii Straszyn Dolny (zał. 20:40), linii Rutki (zał. 19:50), linii Czerwony Most (zał. 20:40), linii Piecki (zał. 20:41), linii Gdynia Chwarzno (zał. 20:39), linii Gdańsk 2, linii Sopot (zał. 20:38), linii Wielki Kack (zał. 20:41), linii Redłowo (zał. 20:41), linii Kokoszki (zał. 20:43), pola sprzęgła poprzecznego (zał. 19:48), autotransformatora AT1 160 MVA 220/110 kV/kV (zał. 19:49). W tym samym czasie w Elektrociepłowni Gdańsk samoczynnie wyłączył generator G5 pracujący z mocą 40 MW. Przyczyną awarii było uszkodzenie urządzeń w polu 110 kV Gdańsk 2. W wyniku powyższego nastąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA-OPERATOR SA OddziałGdańsk:</p> <p>w godz. 19:20–19:50 – 10 MW z uwagi na wyłączenie linii zasilającej promieniowo GPZ Rutki oraz</p> <p>w godz. 19:57–20:25 – 7 MW z uwagi na ręczne wyłączenia w sieciach średniego napięcia dla odciążenia ciągu liniowego 110 kV Kiełpino – Starogard.</p>
<p><b>Poniedziałek, 28 maja 2012 r.</b></p>	<p>18:07 – w rozdzielni 110 kV Gdańsk podczas przełączania linii 110 kV Gdynia Chwarzno z systemu II B na system I B szyn zbiorczych działało zabezpieczenie różnicowe szyn powodując wyłączenie wszystkich pól na tych systemach, o godz. 22:47 po rozmostkowaniu pola linii Gdynia Chwarzno podano napięcie na system I B i przywrócono pracę całego systemu I szyn zbiorczych (IA i IB) z załączonym sprzęgłem podłużnym; wystąpiły ograniczenia odbiorców ENERGA SA Oddział Gdańsk w wysokości 10 MW w godz. 18:07–18:15.</p>

Najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (obecnie po konsolidacji – pięciu OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych na zasadach umownych. Podmioty, z którymi podpisano umowy były wyłaniane w drodze zapytań ofertowych. W przypadku największych operatorów byli to sprzedawcy, z którymi OSD przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (*unbundling*) tworzyli jedno przedsiębiorstwo. OSD, nie podlegający obowiązkowi *unbundlingu*, nabywali energię elektryczną na pokrycie strat w sieci dystrybucyjnej bądź z własnych źródeł wytwórczych, bądź kupowali ją na zasadach umownych od przedsiębiorstw wytwórczych, sprzedawców powstałych po podziale dawnych zakładów energetycznych lub innych sprzedawców energii elektrycznej.

Wszyscy OSD zobowiązani są do opracowania planów, o których mowa w art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne. Niemniej w latach 2011–2012 żaden z OSD nie był zmuszony do wprowadzania ograniczeń w dostawach energii do odbiorców końcowych na zasadach określonych w ww. planach.

Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań znajdują się w innych częściach niniejszego sprawozdania, m.in. w rozdziale 2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej.

W oparciu o zasady zawarte w IRiESD – Bilansowanie odbywa się dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci. Na podstawie zapisów IRiESD – Bilansowanie odbywa się także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Ponadto, w IRiESD – Bilansowanie unormowane są także zagadnienia związane z umożliwianiem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci.

Informacje dotyczące zarządzania przez PSE SA zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi zostały przedstawione w pkt 2.1.1. niniejszego raportu.

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizo-

wany przez Prezesa URE, obejmuje m.in. pozyskiwanie i analizę informacji na temat bieżącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych. Podobnie jak w 2011 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 37 GW, przy czym w 2012 r. nastąpił jej wzrost o ponad 1,8%. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2012 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Należy mieć jednak na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2012 r. było zbliżone do poziomu w 2011 r. i mniejsze niż w latach poprzednich, a wskaźnik ten wpływa istotnie na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Szczegóły dotyczące monitorowania bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci w zakresie oceny prawidłowości ich funkcjonowania, uwzględniające takie parametry jak: moc dyspozycyjna elektrowni krajowych, maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc, rezerwa oraz ubytki mocy w odniesieniu do mocy osiąganych w szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione w pkt 2.5. niniejszego raportu.

Do obowiązków przedsiębiorstw elektroenergetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji (przedsiębiorstwa sieciowe OSP, OSD) należy zapewnienie odbiorcom właściwej jakości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji ponoszonych nakładów i kosztów. Natomiast do obowiązków regulatora należy kontrola dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz, na wniosek odbiorcy, parametrów jakościowych energii elektrycznej zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne.

Badania jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, prowadzone w zakresie ciągłości dostaw energii elektrycznej (wskaźniki) oraz wpływu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych, pozwalają na ocenę dotrzymywania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez operatora sieci przesyłowej oraz przez: sześciu w 2011 r. oraz pięciu w 2012 r. największych operatorów sieci dystrybucyjnych (liczba zmniejszyła się na skutek zakupu przez TAURON Polska Energia SA Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA), których działalność łącznie obejmuje cały kraj. Skupienie uwagi regulatora na wskaźnikach jakościowych, które są mierzalne i na które przedsiębiorstwa energetyczne mogą oddziaływać, pozwoli Prezesowi URE na bardziej skuteczną coroczną kontrolę dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju.

Zgodnie z § 41 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych w terminie do 31 marca każdego roku zobowiązani są do podania do publicznej wiadomości, przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej, wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczonych dla poprzedniego roku kalendarzowego.

Przeprowadzona przez Prezesa URE w 2012 r., szczegółowa analiza zamieszczanych na stronach internetowych poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych, wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej, wykazała szereg niezgodności, wynikłych z różnej interpretacji przepisów ww. rozporządzenia.

Przepisy ww. rozporządzenia Ministra Gospodarki, jednoznacznie definiują dla jakiego rodzaju przerw w zasilaniu wyznacza się współczynniki SAIDI i SAIFI, tj. oddzielnie dla przerw planowanych i nie planowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych i bez uwzględnienia tych przerw oraz wskaźnik MAIFI – stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Zgodnie z § 41 ust. 4 ww. rozporządzenia, operator systemu dystrybucyjnego jest obowiązany do każdego wskaźnika podać liczbę odbiorców przyjętą do jego obliczenia, jednakże rozporządzenie nie precyzuje dokładnie, o jaką liczbę odbiorców chodzi.

Po przeanalizowaniu metod stosowanych przez OSD przy obliczaniu ww. wskaźników, w celu zapewnienia ich porównywalności oraz jednakowego podejścia metodologicznego przez wszystkich OSD w kraju, ustalone zostały jednakowe zasady ich wyznaczania. 21 czerwca 2012 r. do operatorów systemów dystrybucyjnych została wystosowana informacja Prezesa URE nr 16/2012, zamieszczona również na stronie internetowej urzędu, która reguluje kwestię ilości odbiorców przyjętych do obliczania ww. wskaźników, a mianowicie do obliczeń wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej należy przyjmować ilość odbiorców przyłączonych do sieci operatora na koniec roku kalendarzowego, dla którego prowadzone są obliczenia wskaźników.

Podkreślić należy, że publikowane przez operatorów wskaźniki wykorzystywane są przez podmioty i instytucje do sporządzania sprawozdań oraz analiz, zarówno dotyczących rynku krajowego energii elektrycznej, jak i międzynarodowego, zatem OSD dochować winny w wyznaczaniu tych wskaźników szczególnej staranności.

OT URE dokonują oceny realizacji przez OSD obowiązków, wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne przez pryzmat rozstrzyganych w trybie art. 8 ust. 1 cytowanej ustawy, sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, podczas postępowań taryfowych, w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców na działania OSD.

Z posiadanych informacji wynika, iż OSD ponosili istotne nakłady finansowe na konserwacje, remonty i modernizacje sieci, w szczególności sieci dystrybucyjne.

W latach 2011–2012 nie stwierdzono uchybień w zakresie realizacji obowiązków, o których mowa w ww. przepisie.

### **2.6.3. Programy zgodności – realizacja i wnioski**

Jednym z głównych celów wdrożenia Programu zgodności jest zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Zadanie to powinno być realizowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych w ich działalności operacyjnej poprzez przestrzeganie określonych w Programie zgodności działań i zachowań.

We wrześniu 2010 r. Prezes URE przygotował i opublikował na stronie internetowej „*Ramowe wytyczne do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatorów sieci przesyłowych (OSP)*”, które stały się podstawą do opracowania i przedstawienia przez Operatorów nowych Programów zgodności.

W 2011 r. po przeprowadzeniu postępowań administracyjnych Prezes URE zatwierdził Programy zgodności dla siedmiu największych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. W zatwierdzonych programach operatorów uregulowano w sposób jednolity następujące kwestie w zakresie:

1) zawartości (treści) w tym:

- wyszczególnienie podmiotów zobowiązanych do jego przestrzegania;
- obszary, w których zapewnia się niedyskryminację i równe traktowanie;
- wyszczególnienie, jakie zachowanie uznane jest za dyskryminacyjne i sprzeczne z zasadą równości;
- wyszczególnienie informacji sensytywnych, sposób ich traktowania oraz przyjęte przez Operatora zasady zachowania poufności informacji sensytywnych;
- obowiązki pracowników Operatora związane z uczestnictwem w szkoleniach, mających na celu zapoznanie ich z „Programem Zgodności” i sankcjami za jego nieprzestrzeganie;
- opis działań dających gwarancję niezależności Operatora,

2) wdrożenia i realizacji:

- wyszczególnienie działań na rzecz wdrażania programu;
- wykaz działań i procedur;
- zdefiniowanie stanowiska organu odpowiedzialnego w szczególności za wdrożenie, interpretację i przestrzeganie „Programu Zgodności” – Inspektora ds. zgodności;
- zakres kompetencji i niezależności Inspektora ds. zgodności,

3) monitorowania funkcjonowania programu i sprawozdawczości:

- zakres i tryb gromadzenia danych na temat jego realizacji;
- występujące w przedsiębiorstwie naruszenia programu i ewentualne zagrożenia;
- procedury postępowania w przypadku wystąpienia naruszeń;
- zawartość sprawozdania uwzględniającą dane z prowadzonego przez Operatora monitoringu.

Prezes URE zatwierdził terminy wykonania Programów zgodności dla poszczególnych operatorów od 3 do 6 miesięcy od daty podpisania decyzji. W zatwierdzonych Programach zgodności operatorzy zobowiązali się także do przeszkolenia swoich pracowników w zakresie bezwzględного przestrzegania postanowień tych programów.

Proces zatwierdzania Programów zgodności dla OSD energii elektrycznej zakończył się w lutym 2012 r. (zatwierdzenie ostatniego wniosku), a programy zaczęły obowiązywać po okresie 3-6 miesięcy od ich zatwierdzenia. W związku z powyższym przedstawione przez OSD sprawozdania za 2012 r. są pierwszymi, które zostały przygotowane w oparciu o opublikowane przez Prezesa URE „*Ramowe wy-*

tyczne do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatorów sieci przesyłowych (OSP)". Zgodnie z nimi sprawozdanie roczne powinno uwzględniać dane z prowadzonego bieżącego monitoringu, a w szczególności:

- wykaz naruszeń Programu zgodności,
- informację nt. skarg i wniosków dotyczących Programu,
- działania podjęte w ramach realizacji Programu,
- stosowane środki ochrony informacji wrażliwych.

W 2013 r. wszyscy OSD (pięć podmiotów), którzy zgodnie z ustawą są zobowiązani do przedłożenia sprawozdań z realizacji Programów zgodności Prezesowi URE, wypełnili obowiązek ich przekazania za rok 2012, dochowując ustawowego terminu. Ponadto swoje sprawozdanie przesłał OSP (PSE SA, dawniej PSE Operator SA). Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z ustawy – Prawo energetyczne sprawozdania zostały opublikowane w Biuletynie branżowym URE – z 16 kwietnia 2013 r. oraz na stronie internetowej URE.

Należy nadmienić, że w badanym okresie TAURON Dystrybucja SA połączyła się z TAURON Dystrybucja GZE SA i w związku z tym spółka przejmująca (TAURON Dystrybucja SA) wystąpiła z wnioskiem do Prezesa URE o stwierdzenie wygaśnięcia decyzji zatwierdzającej Program zgodności TAURON Dystrybucja GZE SA w związku z jej bezprzedmiotowością i przyjęciem na terenie działania całej połączonej spółki Programu zgodności obowiązującego do tej pory w spółce przejmującej. Prezes URE przychylił się do tego wniosku.

Wymagane przez URE zagadnienia zostały ujęte w treści wszystkich nadesłanych sprawozdań, jednakże różniły się od siebie stopniem szczegółowości opisanych działań. Ponadto w sprawozdaniach ujęto informacje, które nie nawiązują bezpośrednio do kwestii funkcjonowania Programu.

W przedstawionych Sprawozdaniach Operatorzy nie stwierdzają, by doszło do celowych naruszeń Programów zgodności, jednakże w przypadku trzech spółek wystąpiły zdarzenia incydentalne, w których nieumyślne naruszenie Programu wystąpiło. Należy nadmienić, że podjęte bezzwłocznie działania naprawcze zminimalizowały negatywny skutek tych naruszeń.

Pierwszy przypadek dotyczył wystąpienia błędu informatycznego w RWE Stoen Operator Sp. z o.o., w wyniku którego część podstawowych danych niektórych odbiorców korzystających z TPA była dostępna dla przedsiębiorstw energetycznych nie będących w tym okresie sprzedawcą dla danego odbiorcy. Błąd został niezwłocznie usunięty a szczegółowa analiza wskazała, iż dane były widoczne tylko dla przedsiębiorstw energetycznych, które posiadały dostęp do dedykowanego systemu informatycznego. W celu poprawy ochrony danych zostały przeprowadzone kompleksowe testy i przegląd aplikacji oraz wdrożono dodatkowe procedury mające na celu zwiększenie ochrony danych. Wprowadzone zmiany zdaniem Operatora eliminują możliwość pojawienia się tego typu przypadków w przyszłości.

W drugim przypadku, mającym miejsce w ENERGA-OPERATOR SA, wpłynęła skarga od sprzedawcy zarzucająca Operatorowi prowadzenie nieformalnych kontaktów z ENERGA-OBRÓT SA. Na jej podstawie Prezes URE wszczął postępowanie wyjaśniające w tej sprawie, które wykazało nieumyślne jednorazowe naruszenie postanowienia punktu 6.3.3. Programu, mówiącego o obowiązkach pracowników OSD w zakresie zapewnienia zasad równego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. Po zebraniu dodatkowego materiału dowodowego w 2013 r. Prezes URE wszczął postępowanie o ukaranie Operatora z powodu traktowania w uprzywilejowany sposób Sprzedawcy z urzędu należącego do tej samej co OSD grupy kapitałowej. W związku z tym zdarzeniem została przeprowadzona szeroka akcja informacyjna w ENERGA-OPERATOR SA oraz jej spółkach zależnych przypominająca zagadnienia z zakresu objętego Programem.

W trzecim przypadku mającym miejsce w PSE SA, pracownik Departamentu Usług Operatorskich przesłał przypadkowo do niewłaściwego kontrahenta informacje o charakterze wrażliwym (raport za rozliczenie usługi odbudowy systemu). Zdarzenie to nie spowodowało negatywnych skutków dla PSE SA, jak i innych kontrahentów. W następstwie tego wydarzenia podjęte zostały działania naprawcze, mające na celu wyeliminowanie możliwości wystąpienia takich sytuacji w przyszłości i polegające na wprowadzeniu dodatkowej kontroli poprawności danych rozliczeniowych.

Poza wymienionymi przypadkami wśród Operatorów odnotowano kilka skarg związanych z Programem zgodności nie uznanych jednakże za zasadne. W RWE Stoen Operator Sp. z o.o. wpłynęła skarga od przedsiębiorstwa energetycznego dotycząca równego traktowania przez OSD wszystkich sprzedawców, w zakresie przekazywania jednakowych danych dla wszystkich podmiotów dokonujących rozliczeń z odbiorcami. Po przeprowadzeniu analizy OSD stwierdził, że nie doszło do naruszenia zapisów Programu a wyjaśnienia w powyższej sprawie udzielone zostały przedsiębiorstwu składającemu skargę, jak również Prezesowi URE. Z kolei w PGE Dystrybucja SA odnotowano jedną skargę dotyczącą

rozliczenia energii biernej po zmianie sprzedawcy. Klient zarzucający dyskryminację odbiorców TPA otrzymał pisemne wyjaśnienia zaistniałej sytuacji. Sprawa była też przedmiotem postępowania prowadzonego przez URE, jednak nie została zakwalifikowana jako uzasadniona.

Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez Operatora w celu wdrożenia, dokonywania interpretacji i przestrzegania Programu zgodności. Ze względu na charakter stanowiska i zakres kompetencji, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno mieć zagwarantowaną niezależność oraz być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Z pewnością pozwoliłoby to na szersze zaangażowanie w podejściu do tematu przestrzegania Programów zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę Operatorów.

Nie łączenie stanowiska Inspektora ds. zgodności z innymi zadaniami realizowanymi w spółce występuje w przypadku ENEA Operator Sp. z o.o. U pozostałych Operatorów funkcja inspektora jest łączona z innym stanowiskiem, z tym, że w przypadku ENERGA-OPERATOR SA, TAURON Dystrybucja SA oraz PSE SA są to stanowiska szeregowo. Natomiast u części badanych podmiotów funkcję Inspektora ds. zgodności pełniły osoby zajmujące jednocześnie kierownicze stanowiska w innych jednostkach organizacyjnych, np.: w PGE Dystrybucja SA był to Dyrektor Biura Zarządzania Regulacyjnego, a w RWE Stoen Operator Sp. z o.o. menedżer komórki organizacyjnej Usługi Dystrybucyjne. Praktykę łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności ze stanowiskiem kierowniczym innego działu należy ocenić negatywnie, nawet jeżeli wiedza osoby zajmującej kierownicze stanowisko pozwala w wykorzystaniu jej w aktywnym monitoringu realizacji Programu zgodności.

Ze względu na rozległość obszarów działalności, u większości analizowanych spółek Inspektor ma do pomocy koordynatorów regionalnych, którzy podlegają mu merytorycznie, natomiast funkcjonalnie są podwładnymi dyrektorów poszczególnych oddziałów.

Prowadzone przez Inspektora szkolenia powinny obejmować przedstawienie celu i zakresu Programu, obowiązków operatora, obowiązków pracowników operatora, sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników, zasad wdrażania i monitorowania Programu. Z nadesłanych informacji wynika, że zdecydowana większość pracowników została przeszkolona w zakresie Programu. Z kolei nowozatrudnieni pracownicy są przeszkalani najdziej miesiąc od momentu zatrudnienia. Natomiast pracownicy nieobecni w pracy z powodu długotrwałych zwolnień lekarskich bądź urlopów macierzyńskich są szkoleni niezwłocznie po powrocie do pracy. W badanym okresie w ENERGA-OPERATOR SA dwie osoby (przedstawiciele związków zawodowych) odmówiły podpisania stosownego oświadczenia zobowiązującego do przestrzegania Programu zgodności. Z uzyskanych jednak przez URE informacji wynika, że w 2013 r. zdecydowały się na podpisanie tego oświadczenia.

Za dobrą praktykę w ocenie Prezesa URE należy uznać przeprowadzanie przez Inspektorów cyklicznych szkoleń odświeżających nabytą wcześniej przez pracowników wiedzę w zakresie przestrzegania zapisów Programu. Takie rozwiązanie zastosowano w TAURON Dystrybucja SA, gdzie zagadnienia Programu zgodności poruszane są na cyklicznych spotkaniach kadry zarządzającej, jak i przy okazji szkoleń technicznych, BHP i innych.

Inspektor ds. zgodności powinien dokonywać monitorowania przestrzegania i realizacji postanowień Programów zgodności. Pozwoli to na właściwą ocenę realizacji Programu oraz wprowadzanie ewentualnych poprawek lub korekt w jego stosowaniu. Część Operatorów stosuje praktykę przeglądu Programu. W 2012 r. w TAURON Dystrybucja SA dokonano przeglądu stopnia zaawansowania realizacji Programu zgodności, w szczególności procesów pod kątem zasad równego traktowania użytkowników i potencjalnych użytkowników systemu dystrybucyjnego oraz ochrony informacji sensytywnych. Dodatkowo przeprowadzono audyt dotyczący wdrożenia i realizacji postanowień Programu zgodności. Podobną praktykę zastosowała spółka ENEA Operator Sp. z o.o. Monitoring przestrzegania i realizacji postanowień Programu zgodności prowadzony był poprzez badanie ankietowe skierowane do osób zarządzających poszczególnymi jednostkami organizacyjnymi spółki.

Powyższe wewnętrzne praktyki TAURON Dystrybucja SA oraz ENEA Operator Sp. z o.o. powinny znaleźć odzwierciedlenie w działalności pozostałych OSD.

U każdego z Operatorów pracownicy mieli w badanym okresie możliwość składania zapytań do Inspektorów ds. zgodności w sprawach dotyczących interpretacji Programu. W RWE Stoen Operator Sp. z o.o. utworzono do tego celu specjalną skrzynkę e-mail poczty elektronicznej, choć podobnie jak u reszty Operatorów, pracownicy mieli też możliwość osobistego spotkania z Inspektorem.

U wszystkich Operatorów na bieżąco aktualizuje się standardy procedur oraz wzory umów i wniosków związanych z usługą dystrybucji, przyłączenia do sieci oraz zmianą sprzedawcy. Powyższe dane dostępne są dla klientów na stronach internetowych Operatorów. Zmiany te należy ocenić pozytywnie

– standaryzacja służy bowiem realizacji celu, jakim jest niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu.

Dla zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego wskazane jest, aby OSD posiadały własne punkty obsługi klienta, które świadczą usługi jedynie na rzecz klientów OSD. Takie rozwiązanie wprowadził RWE Stoen Operator Sp. z o.o. Dopuszczono również do stosowania model, w którym szeroko rozumiane czynności w zakresie obsługi klienta (zarówno w sprawach dystrybucji, jak i sprzedaży energii) ulokowano w podmiocie odrębnym od OSD i spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną. Taka forma organizacyjna miała w najlepszej pojęty sposób zapewniać niedyskryminacyjny dostęp do sieci w warunkach funkcjonowania zasady TPA z ekonomiką funkcjonowania przedsiębiorstwa. Praktyka ostatnich lat wskazuje jednak na ułomność tego rozwiązania, gdyż z informacji docierających od odbiorców wynika, że dochodzi w niej do przypadków dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, które później są przedmiotem prowadzonych przez Prezesa URE wyjaśnień. W związku z powyższym podejmowane są działania mające na celu ulepszenie tego rozwiązania, czego przykładem jest spółka ENERGA-OPERATOR SA, która przejęła od podmiotu odrębnego od OSD i spółki zajmującej się obrotem energią elektryczną tj. od przedsiębiorstwa ENERGA Obsługa i Sprzedaż Sp. z o.o. obsługę klienta w zakresie usługi przyłączeniowej. Natomiast w przypadku ENEA Operator SA jego własne punkty obsługi klienta świadczą również usługi wpłat gotówkowych na rzecz przedsiębiorstwa obrotu z tej samej grupy kapitałowej. W przypadku przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych niewątpliwie zarówno z punktu widzenia klientów, jak i ekonomiki funkcjonowania tych przedsiębiorstw zasadne jest utworzenie centrów, tak rozumianej kompleksowej obsługi klienta. Jednakże wobec regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, tak zdefiniowane centra kompleksowej obsługi nie mogą być ulokowane w strukturach OSD.

Programy zgodności w ocenie URE powinny być dostępne nie tylko dla pracowników Operatorów, ale również dla każdego zainteresowanego uczestnika rynku energii elektrycznej, który w ten sposób będzie miał możliwość zbadania podejmowanych wobec niego działań przez Operatorów pod kątem przestrzegania zasad niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich użytkowników systemu dystrybucyjnego i przesyłowego. Z przedstawionych sprawozdań wynika, że wszyscy Operatorzy umieścili swoje Programy w internecie, co należy uznać za dobrą praktykę. Dodatkowo regulator zaleca udostępnić treść Programów w Biurach Obsługi Klienta przygotowanych graficznie pod kątem osób starszych i niepełnosprawnych.

Za dobrą praktykę należy uznać fakt, że wszyscy Operatorzy publikują na swoich stronach internetowych listę sprzedawców, z którymi posiadają zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

W PSE SA ustanowiono Politykę Bezpieczeństwa Informacji, zgodnie z którą informacje sensytywne w obiegu informatycznym i papierowym objęto zabezpieczeniami na najwyższym przewidzianym poziomie ochrony. W 2012 r. PSE SA przeszedł pomyślnie proces certyfikacji zgodności systemu zarządzania bezpieczeństwem informacji z normą PN-ISO/IEC 27001:2007, która określa najwyższe wymagania dotyczące systemów zarządzania bezpieczeństwem informacji w organizacji oraz zapewnia, że powierzone i przetwarzane informacje są w odpowiedni sposób chronione, a PSE SA spełnia wszelkie wymagania prawne, do których przestrzegania jest zobowiązany. Wprowadzenie Polityki Bezpieczeństwa Informacji wymaga aktualizacji Programu zgodności, w 2012 r. zakończono więc prace nad jego modyfikacją.

W PSE SA wszystkie dane sensytywne są przetwarzane przez pracowników Operatora. Jednakże w przypadku OSD, dostęp do tego typu danych mają też firmy świadczące usługi na rzecz Operatorów, w tym usługi związane z obsługą klienta. W takich przypadkach firmy zewnętrzne odpowiednimi klauzulami są zobowiązane do przestrzegania postanowień Programów zgodności.

Z przedstawionych sprawozdań wynika, że u OSD stosuje się podobną politykę ochrony danych sensytywnych realizowaną poprzez odpowiedni dostęp do poszczególnych systemów informatycznych. W zależności od zakresu obowiązków konkretnych pracowników tworzy się dla nich indywidualne zakresy uprawnień do ww. danych.

Jednym z czynników stanowiących o niedyskryminacyjnym traktowaniu uczestników systemu jest możliwość swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. W tym celu ważne jest, aby Operatorzy mieli jak największą ilość podpisanych Generalnych Umów Dystrybucyjnych (GUD) ze sprzedawcami działającymi na ich terenie. GUD określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z operatorem. Operatorzy systemów dystrybucyjnych poprzez zawierane umowy o świadczenie usług dystrybucji ze sprzedawcami dokonują doprecyzowania zasad korzystania z sieci i otwierają *de facto* poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na swoim obszarze. Ze



zgrupowanych przez URE informacji wynika, że na koniec 2012 r. u każdego z Operatorów działało średnio ok. 50 podmiotów z zawartymi GUD, co zdaniem URE gwarantuje odbiorcy swobodę wyboru dostawcy energii elektrycznej.

Jednym z istotnych zagadnień, do których powinien odnosić się Program zgodności są reguły prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu* (kwestie związane z niezależnością, oddzielną marką, logo bądź też siedzibami). W ramach przestrzegania tychże reguł Operatorzy powinni, zdaniem URE, zastosować dobrą praktykę zaobserwowaną u jednego z Operatorów z rynku gazu, który przeprowadził kontrole pomieszczeń pod kątem eksponowania materiałów promocyjnych i reklamowych innych przedsiębiorstw energetycznych. Z nadesłanych sprawozdań z realizacji Programów zgodności nie wynika, by podobna praktyka miała miejsce w przypadku Operatorów działających na rynku energii elektrycznej.

## **2.7. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej**

Zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a także do grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skróśnego. Do obowiązków Prezesa URE należy natomiast monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

Podejmowane przez Prezesa URE działania w powyższym zakresie nie odbiegały od dotychczasowej praktyki opisywanej m.in. w poprzednim raporcie.

Przedsiębiorstwa dystrybucyjne zostały zobligowane do corocznego przekazywania Prezesowi URE informacji o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych w formie opracowanych w URE arkuszy sprawozdawczych. W zależności od rodzaju arkuszy wymagane informacje były przekazywane w okresach miesięcznych, półrocznych oraz rocznych. Zbierane dane podlegały z kolei weryfikacji pod kątem ich zgodności z danymi zawartymi w sprawozdawczości statystycznej. Ocena obejmowała również sprawdzenie poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej. Odrębną analizę przeprowadzono dodatkowo dla zbadania bieżącej sytuacji finansowej przedsiębiorstw.

Dodatkowo, w 2012 r. zakończone zostały prace zespołu składającego się z przedstawicieli Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) oraz pracowników Urzędu Regulacji Energetyki, związane z aktualizacją wspomnianych powyżej arkuszy sprawozdawczych, wykorzystywanych w dotychczasowym monitoringu działalności przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Zmiana arkuszy sprawozdawczych miała na celu poprawę ich przejrzystości oraz wynikała z konieczności dostosowania rodzaju zawartych w nich informacji finansowych do zmieniających się warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych (wynikających w znacznym stopniu ze zmiany prawa).

Oprócz monitoringu prowadzonego w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane w formie opracowanych arkuszy, wszczęto w 2012 r. postępowanie wyjaśniające w stosunku do jednego z przedsiębiorstw energetycznych. W trakcie prowadzonego przez Prezesa URE postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej jednemu z przedsiębiorstw energetycznych, za nie udzielenie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, pozyskano informacje mogące wskazywać, że przedsiębiorstwo to nie wywiązuje się należycie z ustawowego obowiązku, zawartego w art. 44 ww. ustawy. W związku z tym faktem wezwano je do przedłożenia m.in. kopii pełnych sprawozdań finansowych za 2011 r., dokumentacji opisującej przyjęte przez nie sposoby prowadzenia ksiąg rachunkowych, przykładowych faktur wraz z dekretacją księgową dla kosztów charakteryzujących poszczególne rodzaje działalności przedsiębiorstwa oraz do przedłożenia szczegółowych wyjaśnień sposobu księgowania kosztów i przychodów dotyczących działalności koncesjonowanej i działalności pozostałych w przedsiębiorstwie. Zebrane dokumenty i informacje miały na celu sprawdzenie, czy przedsiębiorstwo, w ramach Zakładowego Planu Kont prowadzi swoją księgowość w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów dla wykonywanej działalności związanej

z dostarczaniem energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów, a więc sprawdzenie wywiązywania się z obowiązku zawartego w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. Postępowanie w tej sprawie nie zostało zakończone do końca 2012 r.

Ponadto, monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, prowadzone jest także w oddziałach terenowych URE, zasadniczo w trakcie postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej.

W latach 2011–2012 nie stwierdzono przypadków prowadzenia ewidencji księgowej w sposób, który naruszałby przepis art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. Oznacza to, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadziły ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a także dla grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego.

## **CZĘŚĆ II**

### **1. Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej**

#### **Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym ze źródeł odnawialnych i kogeneracji**

Prezes URE udziela koncesji (promesy koncesji) na wytwarzanie energii, w której jest zawarte zobowiązanie do informowania o zmianie zakresu i warunków prowadzonej działalności, co z kolei wymaga zmiany koncesji.

W 2011 r. Prezes URE udzielił 288 koncesji w zakresie energii elektrycznej (w tym 94 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii) oraz dokonał 265 zmian koncesji (promesy koncesji). Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

- rozszerzeniem lub ograniczeniem zakresu działalności,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- zmianą warunków wykonywania działalności (rozszerzenie zakresu terytorialnego obszaru wykonywania działalności),
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne,
- zmianą decyzji w trybie samokontroli.

Natomiast w 2012 r. Prezes URE udzielił 222 koncesji w zakresie energii elektrycznej (w tym 158 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii) oraz 102 decyzji zmieniających udzielone koncesje.

Zmiany udzielonych koncesji w 2012 r. podyktowane były przede wszystkim:

- rozszerzeniem lub ograniczeniem zakresu działalności,
- zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza,
- przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne,
- zmianą decyzji w trybie samokontroli.

Prawo energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w źródłach odnawialnych lub w kogeneracji, niezależnie od mocy zainstalowanej, do wystąpienia z wnioskiem do Prezesa URE o udzielenie koncesji na prowadzenie takiej działalności gospodarczej (wyjątkiem są biogazownie rolnicze, które są zobligowane do uzyskania wpisu do rejestru przedsię-

biorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego). W celu ułatwienia przedsiębiorcom przystąpienia do wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, na stronie internetowej urzędu opublikowane zostały materiały informacyjne, które posłużyć mają usprawnieniu procesu koncesjonowania.

Na stronie internetowej URE publikowane są również liczne opinie i komunikaty mające na celu przypomnienie przedsiębiorstwom energetycznym o ciążyących na nich obowiązkach oraz wyjaśniające wątpliwości co do sposobu ich realizacji. Zostały zamieszczone także wzory wniosków o wydanie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji, a także wskazania jakie niezbędne załączniki należy dołączyć do wniosków, aby uzyskać świadectwa pochodzenia z OZE i świadectwa pochodzenia z kogeneracji (CHP).

W ramach programu Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”, współfinansowanego ze środków polskich i Unii Europejskiej, w URE realizowany był projekt pt. „Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji”. Jego celem jest rozpowszechnianie dostępu do „statystycznej” wiedzy na temat źródeł energii odnawialnej zlokalizowanych na terenie Polski, dzięki opracowaniu i udostępnieniu na stronie internetowej urzędu, interaktywnej mapy Polski z naniesionymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną w źródłach odnawialnych. Aktualizowana na bieżąco mapa umożliwi szybkie uzyskanie danych o rodzaju i mocy źródeł funkcjonujących na danym terenie, w podziale na województwa oraz powiaty. Mapa została tak zaprojektowana, aby umożliwiała przygotowanie zestawień tabelarycznych dotyczących m.in. mocy zainstalowanej w koncesjonowanych instalacjach OZE.

W 2011 r. poziom nowych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych zwiększył się o ok. 526 MW w stosunku do 2010 r. Największe przyrosty odnotowano w elektrowniach wiatrowych. Przyrosty nowych mocy w 2012 r. wyniosły natomiast ok. 1 334 MW, przede wszystkim w elektrowniach wiatrowych i biomasowych.

**Tabela 15.** Moce zainstalowane w OZE w latach 2011–2012 (wg stanu na 30 maja 2013 r. na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE)\*

Rodzaj OZE	Moc zainstalowana [MW]		
	2010 r.	2011 r.	2012 r.
Elektrownie biogazowe*	82,884	103,487	131,247
Elektrownie biomasowe	356,190	409,680	820,700
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0,033	1,125	1,290
Elektrownie wiatrowe	1 180,272	1 616,361	2 496,748
Elektrownie wodne (w tym szczytowo-pompowe)	937,044	951,390	966,103
<b>Razem</b>	<b>2 556,423</b>	<b>3 082,043</b>	<b>4 416,088</b>

\* W przypadku elektrowni biogazowych dane uwzględniają również moc zainstalowaną instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

Źródło: URE.

**Tabela 16.** Instalacje OZE na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia 2012 r.

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz*	99,465	170
Elektrownie na biomasę	820,700	27
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	1,290	9
Elektrownie wiatrowe	2 496,748	696
Elektrownie wodne	966,103	770
Współspalanie**	–	43
<b>Razem</b>	<b>4 384,306</b>	<b>1 715</b>

\* Nie uwzględnia danych dot. 29 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

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

Źródło: URE.

W Polsce w 2012 r. nie występowały sformalizowane mechanizmy wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych, sprzyjające podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Wyjątek stanowią preferencyjne zasady przyłączania odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW – za przyłączenie których pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów – polegające na partycypacji w nakładach inwestycyjnych w 50% przez OSD lub OSP. Pozostali wytwórcy ponoszą opłatę kalkulowaną na podstawie 100% nakładów ponoszonych na realizację przyłączy.

## 2. Rynek wytwarzania

Rynek wytwarzania pozostaje wysoce skoncentrowany z uwagi na istnienie pięciu pionowo skonolidowanych grup kapitałowych, których udział w krajowym sektorze wytwarzania wyniósł w 2012 r. ponad 72%<sup>7)</sup>. Wskaźnik HHI<sup>8)</sup>, opisujący stopień koncentracji podmiotów działających na rynku wytwarzania energii elektrycznej, mierzony według mocy zainstalowanej netto oraz według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), zmniejszył się w 2012 r. w porównaniu z 2011 r. Jednakże zdecydowanie większy spadek obserwuje się dla wskaźnika HHI mierzonego według mocy zainstalowanej netto, tj. o ponad 5%.

**Tabela 17.** Stan koncentracji podsektora wytwarzania\*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2010	5	6	58,1	64,6	1 620,4	2 015,7
2011	5	6	58,4	65,5	1 677,7	2 098,8
2012	5	6	56,7	64,3	1 587,9	2 096,0

\* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju. Na niezmiennym poziomie od kilku lat pozostaje liczba wytwórców, którzy dysponują przynajmniej 5% udziałem w rynku. Największy udział w rynku wytwarzania ma nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia SA. Przy czym, udział tej pierwszej w sektorze wytwarzania rośnie systematycznie: w 2010 r. wyniósł 38,4% i wzrósł do 40,5% w 2012 r.

Począwszy od 9 sierpnia 2010 r., to jest od momentu wprowadzenia na podstawie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej<sup>9)</sup>, nastąpiło wyraźne przeorganizowa-

<sup>7)</sup> Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez wytwórców energii elektrycznej z grup kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, ENEA SA, ENERGA SA i ZE PAK SA.

<sup>8)</sup> Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

<sup>9)</sup> Przepisy ustawy – Prawo energetyczne zobowiązały wszystkich wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze powyżej 50 MW do sprzedaży m.in. poprzez giełdę części (limit 15% wytwarzanej energii elektrycznej dotyczył wszystkich wytwórców) lub całości (limit 100% odnosił się do wytwórców objętych programem pomocy publicznej kosztów osieroconych) wytwarzanej energii elektrycznej w danym roku kalendarzowym.

nie handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej w grupie wytwórców, w porównaniu z latami poprzednimi. W szczególności dotyczy to handlu energią elektryczną wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych. Do momentu wprowadzenia obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców dominującą formę handlu na hurtowym rynku energii stanowiły kontrakty dwustronne. Począwszy od końca 2010 r. gwałtownie wzrosło znaczenie giełdy (sprzedaż na giełdzie towarowej).

Wśród form handlu hurtowego energią elektryczną w 2012 r. istotną pozostała giełda (sprzedaż na giełdzie towarowej, na rynku towarowym organizowanym przez giełdę papierów wartościowych<sup>10)</sup>). Sprzedaż poprzez giełdę stanowiła w 2009 r. niespełna 0,2% udziału w sprzedanym wolumenie wytwórców energetyki zawodowej w tym roku, po czym zaczęła systematycznie wzrastać i w 2012 r. osiągnęła poziom 61,8%. Kontrakty dwustronne w ubiegłym roku stanowiły w sumie 30,6% wszystkich form handlu hurtowego, podczas gdy w latach 2009–2010 udział ten oscylował wokół 90% (w 2012 r. sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców w kontraktach dwustronnych wyniosła 44,1 TWh, przy 129,4 TWh w 2009 r.). Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu za granicę.

Giełdowy obrót energią elektryczną w 2012 r. realizowany był na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE SA) oraz platformie obrotu energią elektryczną POEE na Giełdzie Papierów Wartościowych SA w Warszawie.

Dla TGE SA rok 2012 był kolejnym rokiem dynamicznego rozwoju. Niewątpliwie znaczenie mają takie cechy giełdy jak: przejrzystość zasad, łatwy dostęp dla wszystkich uczestników, optymalizacja procesu poszukiwania najlepszych ofert sprzedaży energii czy sygnały dla wytwórców energii elektrycznej o oczekiwaniach cenowych odbiorców.

W 2012 r. TGE SA prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż energii elektrycznej była również realizowana w systemie aukcji. W 2012 r. wolumen obrotu na wszystkich rynkach dedykowanych energii elektrycznej, na parkiecie TGE SA, wyniósł łącznie 131,997 TWh licząc po dacie dostawy w 2012 r., co stanowiło 82,6% krajowej produkcji energii elektrycznej oraz ponad 84,1% jej łącznego zużycia w tym roku. W porównaniu z 2011 r. obrót na TGE SA wzrósł o 4,2%. Przy czym, najwyższą płynność na parkiecie TGE SA zanotowano w grudniu 2012 r., z wolumenem na poziomie 26,927 TWh, natomiast najniższą w styczniu, kiedy to wolumen wyniósł 3,173 TWh.

Struktura transakcji na rynku hurtowym uległa istotnym zmianom w 2011 r. Do 2010 r. głównym odbiorcą energii elektrycznej były przedsiębiorstwa obrotu, z kolei począwszy od 2011 r. – transakcje sprzedaży energii elektrycznej dokonywane są za pośrednictwem giełdy energii. W 2012 r. tendencja ta utrzymała się. W tym roku zmniejszyła się wyraźnie sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu w kontraktach bilateralnych na rzecz sprzedaży poprzez giełdę (odpowiednio: spadek o 3,4 punktu procentowego i wzrost o 4,0 punktu procentowego w 2012 r. w stosunku do 2011 r.). Udział sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców do odbiorców końcowych również uległ spadkowi; sprzedaż do tych odbiorców stanowiła w 2012 r. niespełna 1,4% całkowitego wolumenu sprzedawanej przez wytwórców energii elektrycznej.

W latach wcześniejszych, pomimo rozwiązania kontraktów długoterminowych i przystąpienia przez wytwórców od 2008 r. do realizacji programu pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych, nie można było mówić o efektywnym funkcjonowaniu konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Sprzedaż energii elektrycznej odbywała się w zdecydowanej mierze w ramach własnej grupy kapitałowej, a to było główną przyczyną ograniczeń w rozwoju konkurencji i problemów w rozliczaniu pomocy publicznej. Sytuacja uległa zmianie na skutek wprowadzenia obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej m.in. również dla tych wytwórców, którzy są beneficjentami tej pomocy publicznej i należą do grup kapitałowych. Wytwórcy zobligowani sprzedawać energię elektryczną w części lub w całości w sposób zapewniający publiczny dostęp do tej energii, musieli podjąć działania polegające na rozwiązaniu zawartych kontraktów dwustronnych na sprzedaż energii, w szczególności realizowanych w ramach własnej grupy kapitałowej.

Wprowadzenie obowiązku publicznego obrotu energią elektryczną doprowadziło w szczególności do:

- zagwarantowania jednakowych warunków udziału dla uczestników w obrocie giełdowym,
- zagwarantowania jednakowego dostępu do informacji, tj.: ceny energii oraz warunki uczestnictwa w obrocie energią,

---

<sup>10)</sup> Wypełnienie przez wytwórców obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej poprzez rynek towarowy organizowany przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie jest możliwe od 30 października 2011 r.

- urealnienia cen energii elektrycznej,
- zapewnienia nadzoru przez Komisję Nadzoru Finansowego; nadzór ten ogranicza możliwość manipulacji cenami energii elektrycznej – w szczególności na rynku, na którym funkcjonują podmioty o silnej pozycji rynkowej skupiające dużą część podaży energii,
- zwiększenia pozycji i siły odbiorców na konkurencyjnym rynku energii.

Zatem można stwierdzić, iż struktura i zasady funkcjonowania rynku hurtowego, głównie dzięki wprowadzonemu obowiązkowi giełdowemu sprzyjają obecnie rozwojowi konkurencji na tym rynku. Czynnikiem hamującym rozwój tego rynku pozostaje na pewno obecność podmiotów dominujących na rynku, które mogą mieć wpływ na warunki funkcjonowania tego rynku, w szczególności na poziom cen.

Dane potwierdzają, że branża energetyczna aktywnie uczestniczyła i uczestniczy w handlu energią elektryczną na polskiej giełdzie. Dzięki temu, systematycznie rośnie płynność polskiego rynku energii, a co za tym idzie wzrasta znaczenie Polski na arenie międzynarodowej. Jest to dowodem wzmocnienia zasad konkurencji na polskim rynku energii i jego dążenia do funkcjonowania według transparentnych zasad. Zapewnienie płynności na giełdzie to duży krok do włączenia się Polski w budowę wspólnego, transparentnego rynku energii elektrycznej w Europie.

### **3. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej**

W 2011 r. oraz 2012 r. zgodnie z brzmieniem art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne wskazującym, że „uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej”, w dalszym ciągu przedsiębiorstwa zamierzające prowadzić działalność w zakresie przesyłania bądź dystrybucji energii elektrycznej zobligowane były do uzyskania koncesji w tym zakresie. Jako działalność infrastrukturalna, stanowiąca obszar monopolu naturalnego, a jednocześnie istotna za względu na bezpieczeństwo dostaw i tym samym bezpieczeństwo energetyczne kraju, poddawana jest reżimowi regulacyjnemu.

Zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznaczony jest jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działający w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa i jest to PSE SA (do 9 stycznia 2013 r. pod nazwą: PSE Operator SA). OSP w Polsce jest właścicielem sieci przesyłowej, na której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. W okresie od stycznia 2011 r. do września 2012 r. PSE Operator SA wykonywał również obowiązki OSP na polskiej części polsko-szwedzkiego połączenia stanowiącego własność Swe-Pol Link Poland Sp. z o.o., na podstawie umowy powierzającej. Z uwagi na nabycie 31 sierpnia 2012 r. przez PSE Operator SA własności polskiego odcinka połączenia stałoprądowego Polska – Szwecja, decyzja w sprawie wyznaczenia przedsiębiorcy PSE Operator SA operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w formule powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego została uchylona. Na koniec 2012 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej działał jeden OSP w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, określonej w art. 9 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE.

W zakresie prowadzenia działalności dotyczącej dystrybucji energii elektrycznej Prezes URE udzielił odpowiednio w 2011 r. – 4, a w 2012 r. – 11 koncesji. W toku postępowań o udzielenie koncesji sprawdzono spełnianie przez przedsiębiorstwa zamierzające uzyskać koncesję w tym zakresie wymagań określonych w art. 33 ustawy – Prawo energetyczne, które nie uległy zmianie w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego.

Lata 2011 i 2012 były kolejnymi latami zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem m.in. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 11 marca 2010 r. Nowelizacja ta w zakresie „operatorskim” znacznie zwiększyła obowiązki przedsiębiorstw energetycznych w tym zakresie. Ustawa – Prawo energetyczne określa warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

W 2011 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało 84 OSD wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 6 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 78 OSD, nie podlegają-

cych obowiązkowi wydzielenia prawnego (wg ww. kryterium 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców). 1 października 2012 r. nastąpiła konsolidacja dwóch spółek wypełniających funkcje OSD tj. TAURON Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie ze spółką TAURON Dystrybucja GZE SA z siedzibą w Gliwicach. Aktualnie spółka działa pod nazwą TAURON Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie. Tym samym liczba OSD wydzielonych prawnie zmalała z 6 do 5 podmiotów. Na koniec 2012 r. wyznaczonych decyzjami Prezesa URE było już 148 OSD.

Istotną zmianą warunków działalności przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej i wyznaczonych OSD stał się obowiązek przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji techniczno-ekonomicznego dokumentu tzw. instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, określających szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. Działanie to prowadzi do harmonizacji warunków korzystania z sieci pomiędzy OSD a OSP oraz pomiędzy poszczególnymi OSD.

#### **4. Najistotniejsze przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców z terenu właściwego dla poszczególnych OT URE**

Rozwój generacji małoskalowej opartej na OZE jest jednym ze strategicznych celów polityki energetycznej Polski do 2030 r., a jego praktyczną realizacją jest m.in. istniejący system wsparcia OZE oraz jednostek kogeneracji.

Obszar kraju, a zwłaszcza województwa z Polski północnej i północno-zachodniej, posiada doskonałe warunki do rozwoju OZE, w szczególności rozproszonych źródeł energii o niedużych mocach zainstalowanych (do 5 MW). Dotyczy to źródeł wykorzystujących przede wszystkim energię z wiatru, energię spadku rzek, energię promieniowania słonecznego i biogazownie. Pomimo bardzo korzystnych ww. warunków, daje się zaobserwować, iż tempo rozwoju OZE jest znacznie poniżej oczekiwanego.

Mając na uwadze powyższe, Prezes URE podjął działania zmierzające do zidentyfikowania barier wpływających na ograniczenia w rozwoju generacji małoskalowej OZE.

OT URE przeprowadziły badania ankietowe, skierowane do szerokiego kręgu podmiotów, które eksploatują OZE lub też są w trakcie ich realizacji lub przygotowań do ich wykonania, m.in. do jednostek samorządu terytorialnego i stowarzyszeń.

Przeprowadzone badania oraz analiza rozstrzyganych w OT URE sporów z art. 8 ustawy – Prawo energetyczne oraz skarg i wniosków potwierdziły istnienie poniższych barier takich jak:

- brak terenu pod lokalizację inwestycji,
  - warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej,
  - wybór technologii,
  - koncesjonowanie,
  - system wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w OZE i jednostkach kogeneracji.
- W poszczególnych rejonach kraju bariery te występują z różnym nasileniem, o czym poniżej.

Na obszarze objętym działaniami **OT Szczecin** jako najistotniejsze przeszkody w rozwoju OZE podawano jak niżej:

- przedłużanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 8g ustawy,
- uwzględnianie przez operatorów systemów dystrybucyjnych w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakładów na rozbudowę lub/i przebudowę sieci dystrybucyjnej,
- nakładanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych na podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci obowiązku budowy przyłącza,
- trudności związane ze spełnieniem wymagań związanych z szeroko pojętą ochroną środowiska – uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach warunkujących zgodę na realizację inwestycji,
- trudności związane z uzyskaniem dokumentów zezwalających na lokalizację inwestycji na danym terenie.

Z opinii przedsiębiorców z terenu właściwego **OT Gdańsk** najistotniejsze bariery rozwoju generacji małoskalowej (OZE) to:

1) teren pod lokalizację inwestycji

- czas trwania procedury dotyczący zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego;
- negatywne nastawienie organizacji ekologicznych, brak wyznaczonych terenów pod lokalizację źródeł w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego;
- brak możliwości uzyskania decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego dla źródła;
- brak dysponowania przez gminy informacjami przydatnymi dla inwestorów;
- czas trwania procedury uzyskania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz negatywne nastawienie lokalnej społeczności do realizowanej inwestycji;
- kwestie związane z przygotowaniem terenu pod budowę tychże inwestycji,

2) warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej

- brak warunków technicznych przyłączenia źródła do sieci dystrybucyjnej;
- konieczność spełnienia wymagań w zakresie uzyskania warunków przyłączenia identycznych jak dla źródeł o dużej mocy;
- odmowa OSD na zmianę terminu obowiązywania umowy o przyłączenie, czy też zawarcie w umowie o przyłączenie warunku wskazującego na konieczność wybudowania przez inwestora i eksploatacji przyłącza (odcinek sieci łączący źródło z pozostałą częścią sieci dystrybucyjnej);
- odległy termin realizacji przez OSD zawartej już umowy o przyłączenie;
- nieuzasadnione wymagania dotyczące wyposażania nawet małych jednostek wytwórczych w dodatkowe instalacje – np. stacje meteo transmitujące *online* dane meteo do operatorów sieci, jak również zbyt duże wymogi operatora co do jakości sprzedawanej energii, powodujące częste odłączenie OZE od sieci;
- niechęć OSD do przyłączania obcych źródeł wytwórczych,

3) wybór technologii

- brak systemu rekomendacji (certyfikacji) technologii źródeł generacji małoskalowej, który byłby wsparciem dla inwestora przy wyborze technologii;
- konieczność poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych na nowoczesne technologie kogeneracyjne;
- ograniczona liczba specjalistycznych firm serwisowych, których usługi niezbędne są do bezawaryjnego i ciągłego utrzymania ruchowego urządzeń (interwencja często wiąże się z przyjazdem serwisu z południa Polski – długi czas reakcji i wysokie koszty),

4) koncesjonowanie

- brak zróżnicowania wymagań w zakresie uzyskania koncesji z uwagi na moc źródła, a także wymóg prowadzenia działalności gospodarczej, po uzyskaniu koncesji,

5) system wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w OZE i jednostkach kogeneracji

- czas obowiązywania systemu wsparcia („kolorowych certyfikatów”), a także wymóg prowadzenia działalności gospodarczej i wymóg posiadania koncesji jako warunku uzyskania świadectw pochodzenia;
- brak stabilnego systemu wsparcia produkcji umożliwiającego inwestorowi planowanie produkcji energii elektrycznej w długim horyzoncie czasowym;
- niepewność ekonomiczna (spadek cen „zielonych certyfikatów”) i prawna (problemy w przedłużeniu systemu certyfikatów dla kogeneracji) systemu wsparcia.

Na terenie funkcjonowania **OT Poznań** uznano, że najistotniejsze bariery rozwoju generacji dotychczas warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz terenu pod lokalizację inwestycji. W zakresie warunków przyłączenia do sieci bezsprzecznie główną barierą jest brak warunków technicznych przyłączenia do sieci. Z danych zebranych podczas rozstrzygania sporów oraz zawartych w powiadomieniach o odmowie przyłączenia do sieci wynika, że operatorzy, a na podstawie przepisów obowiązujących w poprzednim stanie prawnym, także podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci, sporządzały ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci na system elektroenergetyczny, w celu oceny istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci konkretnego źródła. W przypadku braku obowiązku sporządzenia ekspertyzy (dotyczy przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW) operatorzy, w celu indywidualnej oceny istnienia warunków technicznych, sporządzali inne odpowiednie analizy i obliczenia lub zlecały niezależnym podmiotom analizę możliwości przyłączenia kolejnych źródeł do poszczególnych Głównych Punktów Zasilających znajdujących się w ich sieciach, a będących miejscami przyłączenia źródeł do sieci. Dużym utrudnie-



niem dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci, a jednocześnie działaniem niezgodnym z obowiązującymi przepisami, jest uwzględnianie przez operatorów systemów dystrybucyjnych w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakładów na rozbudowę lub/i przebudowę sieci dystrybucyjnej.

W zakresie terenu pod lokalizację inwestycji, w przypadku gdy gmina posiada miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, istotną barierą okazał się czas trwania procedury jego zmiany oraz procedura uzyskania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu lub decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego dla danego źródła.

Bezsprzecznie zasadniczą rolę w procesie przyłączania do sieci źródeł małej mocy odgrywa nastawienie lokalnej społeczności, przedstawicieli samorządu i organizacji ekologicznych. W tym miejscu należy podkreślić, jak ważną rolę odgrywa propagowanie wiedzy na temat zalet rozwoju generacji małoskalowej wśród lokalnej społeczności, bowiem jej negatywne nastawienie i niechęć sąsiedztwa źródeł energii elektrycznej może kończyć się sytuacjami konfliktowymi, a co za tym idzie prowadzić do wstrzymania procesu przyłączania danego źródła do sieci. Zasadniczą rolę odgrywa wspieranie rozwoju generacji małoskalowej przez lokalne samorządy poprzez w szczególności gromadzenie i udostępnianie inwestorom przydatnych informacji dotyczących np. potencjalnej lokalizacji źródła wraz ze wskazaniem ograniczeń (rodzaj, wielkość) lub możliwości zagospodarowania ciepła wytworzonego w kogeneracji jako ciepła użytkowego itd. W związku z powyższym przedstawiciele gmin powinni nie tylko służyć niezbędną wiedzą w tym zakresie, ale także angażować się w działalność edukacyjną np. w zakresie przepisów dotyczących lokalizacji inwestycji na danym terenie.

Obowiązki związane z uzyskaniem koncesji oraz prowadzeniem działalności gospodarczej, bez zróżnicowania ze względu na moc źródła, a będące jednocześnie warunkami niezbędnymi możliwości skorzystania z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, nawet w przypadku wytwarzania energii elektrycznej jedynie na potrzeby własne, nie stanowią istotnej bariery rozwoju generacji rozproszonej.

**OT Lublin** wskazuje, jak niżej:

1. Bariery w obszarze lokalizacji inwestycji – do istotnych barier należą problemy związane z brakiem terenów przeznaczonych pod lokalizację źródeł generacji małoskalowej, trybem i czasem trwania procedur administracyjnych związanych z przeznaczeniem terenu pod lokalizację źródła wytwórczego generacji małoskalowej, wypełnieniem wymagań związanych z ochroną środowiska (długi czas uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji, ograniczenia wynikające z uwarunkowań środowiskowych).
2. Bariera wiedzy na temat generacji małoskalowej OZE i wynikające z niej negatywne nastawienie lokalnej społeczności do tego typu inwestycji. Warto zauważyć, iż wyżej wymienione problemy zostały zidentyfikowane jako bariery także przez lokalnego OSD – PGE Dystrybucja.
3. Bariery w zakresie przyłączania źródeł generacji małoskalowej: brak technicznych i/lub ekonomicznych warunków przyłączenia, nakładanie na przyłączanego wytwórcę obowiązków związanych z rozbudową (przebudową) sieci dystrybucyjnej, a także budową i eksploatacją przyłącza, co czyni koszty przyłączenia niewspółmiernie wysokimi w odniesieniu do kosztu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej. Problem stanowi także brak zgody dystrybutora na zmianę terminu obowiązywania umowy przyłączeniowej (zawieranej na okres obowiązywania warunków przyłączenia), a także odwlekanie przez OSD terminu przyłączenia źródła. Wskazano również na potrzebę rozróżnienia technicznych warunków przyłączenia dla źródeł asynchronicznych i synchronicznych.
4. Bariery wskazane przez OSD: niedostosowanie sieci dystrybucyjnej do przyłączania nowych źródeł, niestabilna praca źródeł generacji wiatrowej i fotowoltaicznych, brak precyzyjnych regulacji dotyczących zarządzania pracą źródeł generacji małoskalowej, a w szczególności czasowego ograniczenia ich pracy czy braku regulacji dotyczących instytucji prosumenta, niesłuszny i niesprawiedliwy, brak przychodu dla OSD z tytułu opłaty dystrybucyjnej od wyprowadzenia energii ze źródeł wytwórczych.
5. Bariery inne: brak systemu rekomendacji technologii, wspierającego potencjalnego inwestora w optymalnym wyborze rodzaju jednostki wytwórczej, obowiązki związane z uzyskaniem koncesji i prowadzeniem działalności gospodarczej bez zróżnicowania ze względu na moc źródła i jako warunek korzystania z systemu wsparcia, brak wsparcia inwestycyjnego dla generacji małoskalowej, czas obowiązywania systemu wsparcia, brak systemu wsparcia inwestycyjnego.
6. Bariery zidentyfikowane w toku postępowań administracyjnych w sprawie rozstrzygnięcia sporu oraz w skargach:

- OSD uwzględnia w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakłady na rozbudowę sieci dystrybucyjnej,
- OSD nakłada na przyłączane źródła wytwórcze obowiązek budowy przyłącza, przy czym nakłady związane z budową przyłącza przez podmiot przyłączany nie są uwzględniane przez OSD w kalkulacji opłaty za przyłączenie i pozostaje ono na majątku podmiotu przyłączanego,
- OSD narzuca w projektach umów o przyłączenie obowiązek wniesienia, niezależnie od obowiązkowej zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej oraz kar umownych z tytułu niedotrzymania warunków umowy instytucję gwarancji, jako zabezpieczenia wykonania umowy przez podmiot przyłączany,
- uwzględnianie w analizie istnienia/braku technicznych warunków przyłączenia źródła oprócz zawartych umów o przyłączenie oraz wydanych i ważnych warunków przyłączenia, także wydane odmowy przyłączenia do sieci,
- ocena w zakresie ustalenia istnienia/braku warunków technicznych przyłączenia źródła dokonywana jest wyłącznie na podstawie informacji o wartości łącznej mocy przyłączeniowej dla źródeł, służących wypełnieniu obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8l pkt 2 ustawy. OSD nie przeprowadza w tym zakresie zindywidualizowanej, szczegółowej analizy istnienia lub braku tych warunków i, co istotne, nie potrafi wskazać, brak jakich konkretnie warunków technicznych uniemożliwia przyłączenie źródła,
- brak zgody ze strony OSD dla przedłużenia okresu obowiązywania umowy o przyłączenie w sytuacji, kiedy upływa termin tej umowy (ustalony najczęściej na równi z terminem ważności warunków przyłączenia – 2 lata), a podmiot przyłączany nie wykonał wszystkich obowiązków związanych z budową przyłącza i/lub wykonaniem zadań związanych z rozbudową należącej do OSD sieci, jakie nałożył na niego w warunkach przyłączenia i umowie przyłączeniowej OSD. W praktyce 2 lata, nawet przy właściwej i udokumentowanej aktywności inwestora, to często zbyt krótki okres na wykonanie wszelkich działań związanych z inwestycją, wynikających z obowiązujących przepisów prawa oraz samej umowy (np. pozyskanie zgód właścicieli nieruchomości, decyzji środowiskowych, budowlanych, itp.), których czas realizacji często nie był od niego zależny i w związku z wykonaniem których poniósł określone koszty,
- brak jednolitej i spójnej metodologii rozpatrywania wniosku o wydanie warunków przyłączenia oraz kształtowania treści umowy, przejawiający się w braku konsekwencji w odniesieniu do pojęcia kompletności wniosku o przyłączenie oraz w dowolności i uznaniowości w określaniu zakresu obowiązków podmiotu przyłączanego. W efekcie wnioskujący o przyłączenie wytwórcy mają znacząco różne zakresy zadań do wykonania,
- uniemożliwienie stosowania w relacjach z podmiotami wnioskującymi o przyłączenie z art. 7 ust. 9 ustawy. OSD wydaje warunki przyłączenia i przedstawia projekt umowy o przyłączenie uwzględniający w opłacie za przyłączenie nakłady na rozbudowę sieci dystrybucyjnej, a w przypadku braku zgody podmiotu przyłączanego co do takiego sposobu kalkulacji opłaty przyłączeniowej powołuje się, pomimo wydania warunków przyłączenia, na brak warunków ekonomicznych przyłączenia. W innych przypadkach OSD odmawiając przyłączenia z powodu braku warunków technicznych nie wskazuje jako przyczyny odmowy także braku warunków ekonomicznych, niezbędnych do stworzenia warunków technicznych.

**OT Łódź** ustalił, iż najistotniejsze przeszkody rozwoju OZE – w ramach zidentyfikowanych barier, to przede wszystkim:

- a) brak lokalnego pakietu informacji dla potencjalnych inwestorów o możliwości lokalizacji źródeł OZE w terenie (82% ankietowanych wskazało na tę przyczynę jako istotną), brak miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego lub brak wyznaczenia w nich – przez lokalne organy samorządowe – terenów pod lokalizację OZE (73%), sformalizowana procedura uzyskania decyzji w zakresie zabudowy i zagospodarowania terenu (55%) oraz negatywne nastawienie społeczności lokalnej (45%),
- b) brak technicznych (55%) i ekonomicznych (45%) warunków przyłączenia do sieci oraz odmowa przez operatora przedłużenia okresu obowiązywania umów o przyłączenie do sieci (55%),
- c) brak systemu rekomendacji technologii (45%) i upowszechniania wiedzy techniczno-ekonomicznej wśród potencjalnych inwestorów,
- d) brak zróżnicowania w zakresie wymagań formalno-prawnych w procesie koncesjonowania w zależności od mocy źródła (18%),

- e) brak systemu wsparcia inwestycyjnego (91%), w tym np. brak stosownego systemu kredytowego, dofinansowania i programów tzw. „unijnych” oraz zmienność norm prawnych i wartości „świadectw pochodzenia”.

W **OT Wrocław** najistotniejsze przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców to:

- 1) teren pod lokalizację inwestycji
  - czas trwania procedury zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego;
  - w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego nie wyznaczono terenów pod lokalizację źródeł OZE,
- 2) warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej
  - najistotniejszą barierą rozwoju generacji małoskalowej jest brak warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia;
  - dla ponad 50% ankietowanych, wszystkie warunki związane z przyłączeniem do sieci są istotne,
- 3) wybór technologii
  - brak systemu rekomendacji (certyfikacji) technologii źródeł generacji małoskalowej stanowiącego wsparcie dla inwestora w wyborze technologii (przez podmioty niezależne od przedsiębiorstwa dystrybucyjnego);
  - brak systemu rekomendacji (certyfikacji) instalatorów,
- 4) koncesjonowanie
  - istotny jest brak zróżnicowania wymagań w zakresie uzyskania koncesji z uwagi na moc źródła,
- 5) system wsparcia dla energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w OZE i jednostkach kogeneracji
  - dla 60% badanych najistotniejszą barierą dla rozwoju generacji małoskalowej jest brak systemu wsparcia inwestycyjnego umożliwiającego uzyskanie wsparcia przez wszystkie podmioty aplikujące i spełniające warunki do skorzystania z takiego systemu;
  - dla ponad 50% ankietowanych ważny okazał się również czas obowiązywania systemu wsparcia („kolorowych certyfikatów”) oraz wymóg prowadzenia działalności gospodarczej i posiadania koncesji jako warunek uzyskania świadectw pochodzenia („kolorowych certyfikatów”) dla podmiotów wytwarzających energię elektryczną w OZE lub jednostkach kogeneracji wyłącznie na potrzeby własne.

W rejonie **OT Katowice** ustalono, że barierą w rozwoju generacji małoskalowej jest brak w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego wyznaczenia terenów pod lokalizację źródeł oraz brak dysponowania przez gminę pakietem informacji przydatnych dla inwestorów. Barierą jest również czas trwania poszczególnych procedur, w tym związanych ze zmianą miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i uzyskaniem decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

W pewnym sensie barierą dla rozwoju OZE jest również negatywne nastawienie lokalnej społeczności, przedstawicieli samorządu oraz organizacji ekologicznych do inwestycji, brak wsparcia ze strony państwa i Unii Europejskiej, a także niejednoznaczność przepisów, powodująca wątpliwości i swobodę interpretacyjną. Przeszkodą jest też sam proces i warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w tym odległy termin realizacji przyłączenia do sieci, czy też wymagania w zakresie uzyskania warunków przyłączenia, które są takie same jak dla źródeł o dużej mocy. Istotną barierą jest również brak systemu rekomendacji (certyfikacji) technologii źródeł generacji małoskalowej stanowiącego wsparcie dla inwestora w wyborze technologii. Przeszkodą pozostaje także wymóg prowadzenia działalności gospodarczej jako warunek uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej bez względu na moc źródła, jak i brak zróżnicowania wymagań w zakresie uzyskania koncesji z uwagi na moc źródła. W opinii interesariuszy system wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE jest niewystarczający i wymaga dokonania zmian.

W **OT Kraków** zidentyfikowano następujące przeszkody w rozwoju generacji małoskalowej:

- 1) konieczność prowadzenia działalności gospodarczej i posiadania koncesji jako warunek uzyskania świadectw pochodzenia,
- 2) przedłużanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 8g ustawy,
- 3) uwzględnianie przez operatorów systemów dystrybucyjnych w kalkulacji wysokości opłaty za przyłączenie nakładów na rozbudowę lub/i przebudowę sieci dystrybucyjnej,
- 4) trudności związane ze spełnieniem wymagań związanych z szeroko pojętą ochroną środowiska – uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji,

- 5) trudności związane z uzyskaniem dokumentów zezwalających na lokalizację inwestycji na danym terenie,
- 6) negatywne nastawienie organizacji ekologicznych oraz lokalnej społeczności do planowanej inwestycji,
- 7) długi proces inwestycyjny; proces przygotowania inwestycji trwa średnio 4–5 lat.

## CZĘŚĆ III

### Propozycje zmian przepisów prawa

Analizy prowadzone przez URE w latach 2010–2012 w ramach zadań polegających na monitorowaniu hurtowego rynku energii, w tym związanych z badaniem i kontrolowaniem realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej (istniejącego od 9 sierpnia 2010 r.), oraz planów inwestycyjnych wytwórców, zidentyfikowały potrzebę wprowadzenia zmian przepisów prawa w zakresie:

- harmonizacji procesu sprawozdawania Komisji Europejskiej w zakresie planów inwestycyjnych, co powoduje konieczność skorelowania terminów przekazania Prezesowi URE przez zobowiązane podmioty informacji do poszczególnych raportów, w tym o prognozach wytwórców na okres 15 lat, w celu umożliwienia Prezesowi URE wykorzystania tych informacji w sprawozdaniu, o którym mowa w art. 23 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne. Kwestia ta była podnoszona w pismach kierowanych przez Prezesa URE do Ministerstwa Gospodarki m.in. w piśmie z 18 maja 2012 r., znak: BPR-0230-8(3)/2012/AWL (str. 12 i 13) zawierającym uwagi Prezesa URE do projektu ustawy zmieniającej ustawę o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw, czy w piśmie z 2 listopada 2012 r., znak: BPR-0230/26(1)/2012/DN, zawierającym uwagi Prezesa URE do poselskiego projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne,
- określenia sposobu wykorzystania danych pochodzących z monitorowania hurtowego rynku energii (będzie to stanowić implementację art. 37 ust. 4 lit. b i d dyrektywy 2009/72/WE), a co było podnoszone na etapie prac uzgodnieniowych dotyczących tzw. dużego trójpaku (uregulowanie dotyczące tzw. obowiązków regulacyjnych Prezesa URE zostało wówczas uwzględnione w projekcie ustawy – Prawo gazowe). Do najważniejszych kwestii w omawianym zakresie należy umożliwienie Prezesowi URE monitorowania stanu rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i w tym celu przeprowadzania, nie rzadziej niż raz na 3 lata, badania funkcjonowania rynku energii elektrycznej i możliwości nakładania kar na przedsiębiorstwa za naruszenie zasad konkurencji i wydawanie decyzji o nałożeniu obowiązku regulacyjnego,
- ujednoczenia pojęć zdefiniowanych w ustawie – Prawo energetyczne oraz w aktach wykonawczych do tej ustawy, m.in. dotyczących obszaru badania i realizacji obowiązków publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w zakresie definicji jednostki kogeneracji, definicji pojęcia kogeneracji, definicji linii bezpośredniej, co było podnoszone w trakcie trwających w 2012 r. prac legislacyjnych odnoszących się tak do wypracowania zapisów projektów ustaw wchodzących w skład tzw. trójpaku,
- socjalizacji kosztów rozwoju sieci w związku z przyłączaniem OZE polegającej na rozłożeniu na wszystkich odbiorców w kraju kosztów rozwoju sieci w związku z przyłączaniem źródeł energii elektrycznej generowanej z energii odnawialnej, co było podnoszone na etapie uzgadniania zapisów projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii (wersja 2.0.1. z 14 października 2012 r.) i na co Prezes URE zwracał uwagę w piśmie skierowanym do Mieczysława Kasprzaka, Sekretarza Stanu w Ministerstwie Gospodarki z 19 października 2012 r., znak: BPR-0230-5(5)/2012/JK.

Ponadto wydaje się zasadne zharmonizowanie terminu sporządzania niniejszego raportu (obecnie co 2 lata), z innymi raportami uzupełniającymi ten sam zakres, które są sporządzane w innych terminach (np. co 3 lata).

Niezależnie od powyższego, w świetle dotychczasowej praktyki i zagadnień zaistniałych na gruncie rozstrzyganych sporów o przyłączenie w szczególności źródeł do sieci, wyłaniają się co najmniej dwa zagadnienia, które winny zostać uregulowane w sposób normatywny. W pierwszej kolejności należy

zauważyć, iż OSD nadal napotyka na liczne trudności związane z posadowieniem infrastruktury elektroenergetycznej niezbędnej do wykonania przyłączenia na cudzych gruntach. Rozwiązaniem tego problemu wydaje się być projektowana ustawa o korytarzach przesyłowych. Kolejnym zagadnieniem, które wymagałoby zmian w zakresie przepisów prawa powszechnie obowiązującego, wydaje się kwestia, jaki winien być zakres i wymagania dla ekspertyz wpływu przyłączanego źródła na KSE. Aktualnie bowiem wymagania i szczegółowy zakres ww. ekspertyz *de facto* ustalany jest przez OSD w Specyfikacji Istotnych Warunków Zamówienia Publicznego. Powyższa zaś ekspertyza stosownie do przepisu art. 8 ust. 8e ustawy – Prawo energetyczne częstokroć na wprost przesądza o istnieniu *in concreto* warunków technicznych. Brak określenia ww. wymagań powoduje, iż ekspertyzy sporządzone w oparciu o różne kryteria można interpretować na wiele sposobów, a odpowiedni dobór kryteriów zawsze doprowadzi do wyniku negatywnego takiej ekspertyzy.

Pomimo już dokonanych zmian przepisów nie w pełni zostało wyeliminowane zjawisko „blokowania dostępnych mocy przyłączeniowych” przez podmioty, które pomimo uzyskania warunków przyłączenia lub zawarcia umowy o przyłączenie nie realizują objętych nimi inwestycji przyłączeniowych. Praktyka wskazuje, że zasadniczym problemem jest nadal kwestia ustalenia opłaty za przyłączenie w sposób prawidłowy (przy konieczności poczynienia przez OSD znacznych nakładów na rozbudowę/modernizację sieci dystrybucyjnej w celu przyłączenia określonych źródeł). Mając powyższe na uwadze zasadnym wydaje się rozważenie wprowadzenia zmian przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które umożliwiłyby np. przeprowadzanie otwartych przetargów na „zagospodarowanie dostępnych mocy przyłączeniowych” z odpowiednim poziomem opłaty za przyłączenie. Zmiany wymagają również przepisy w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i funkcjonowania w systemie elektroenergetycznym prosumentów.

Istotną i wielokrotnie podnoszoną przez Prezesa URE w pismach kierowanych do Ministerstwa Gospodarki na etapie procesowania przepisów dotyczących zmian ustawy – Prawo energetyczne, była kwestia uregulowania zagadnień związanych z wdrożeniem do polskiego prawa przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (EU) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT), które weszło w życie 28 grudnia 2011 r. Stanowisko w tym zakresie Prezes URE przedstawił m.in. w pismach z 14 lutego 2012 r., znak: BPR-0230-8(1)/2012/DN i z 5 października 2012 r., znak: BPR-0230-8(4)/2012/DN, skierowanych do Ministerstwa Gospodarki na etapie opiniowania projektów zmian legislacyjnych.