

**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, 11 marca 2011

Spis treści

Wstęp	4
Część I	5
1. Gromadzenie i przekazywanie do KE informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania UE (art. 23 ust. 2 pkt 19)	5
2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (art. 23 ust. 2 pkt 20)	6
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	6
2.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami	6
2.1.2. Ocena kalkulacji mocy	6
2.1.3. Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym	8
2.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym	9
2.2.1. Bilansowanie	9
2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym	11
2.3. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci	11
2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	13
2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	19
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 paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych	25
2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego	25
2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych	26
2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej	27
2.5.1. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w 2008 r. i 2009 r. przez OSP i OSD	29
2.5.1.1. Operator systemu przesyłowego	30
2.5.1.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (siedmiu OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności	33
2.5.1.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym	36
2.5.2. Inwestycje w nowe moce wytwórcze	36
2.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	38
2.6.1. Rola IRiESP w wypełnianiu zadań operatorów systemów	38
2.6.2. Ocena wypełniania przez OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne	39
2.6.3. Programy zgodności – realizacja i wnioski	43
2.7. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej	44

Część II	46
1. Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej	46
1.1. Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym ze źródeł odnawialnych i kogeneracji	46
2. Rynek wytwarzania	48
Część III	50
Propozycje zmian przepisów prawa	50

Wstęp

Zgodnie z treścią art. 23 ust. 2a Prawa energetycznego, znowelizowanego ustawą z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104), która weszła w życie 11 marca 2010 r., Prezes Urzędu Regulacji Energetyki 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 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 raport został opracowany po raz pierwszy. Termin sporządzenia raportu, zgodnie z treścią art. 18 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, określony na 11 marca 2011 r.¹⁾ determinuje zawartość i aktualność danych niniejszego opracowania.

Z uwagi na ustawowy termin składania przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdań z wykonania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną do 1 marca (art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne), w czasie sporządzania niniejszego raportu nie było możliwe dokonanie oceny realizacji planów rozwoju w 2010 r., zatem raport obejmuje jedynie lata 2008–2009²⁾. Dla porządku, w szczególności umożliwienia wnioskowania i dokonywania porównań, dane pochodzące z monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego także obejmują wskazany okres. Materiał uzupełniono o dane z 2010 r. jedynie w obszarach, w których było to szczególnie istotne ze względu na wartość informacyjną przedmiotowego raportu (o ile Prezes URE dysponował ww. danymi w fazie przygotowywania niniejszego opracowania). Należy jednak podkreślić, że w przyszłości cykl przygotowania przedmiotowego raportu (tj. co 2 lata, w terminie do 30 czerwca danego roku), umożliwi uwzględnienie w opracowaniu danych aktualnych także dla roku poprzedzającego rok raportowania.

¹⁾ Zgodnie z treścią art. 18 ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104) pierwsze opublikowanie raportu, nastąpi w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy.

²⁾ Raport uwzględnia analizę realizacji planów rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego w ujęciu rocznym, ponieważ obowiązek sporządzania planów na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz prognoz dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat, nałożony na operatorów systemów nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne z 8 stycznia 2010 r., zakłada opracowanie pierwszych takich planów w ciągu 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy, tj. na dzień 11 marca 2011 r. (zatem także dzień pierwszej publikacji niniejszego raportu).

Część I

1. Gromadzenie i przekazywanie do KE informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania UE (art. 23 ust. 2 pkt 19)

Wypełniając obowiązek wynikający z art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne, która implementuje art. 25 dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. UE L 176 z 15.07.2003, str. 37, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 211), w 2009 r. Prezes URE czterokrotnie przekazał DG Energy Komisji Europejskiej, za pośrednictwem Stałego Przedstawiciela RP przy Unii Europejskiej, informacje o ilości energii elektrycznej importowanej przez Polskę z państw spoza Unii Europejskiej. Zestawienie danych w tym zakresie przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Ilość importowanej energii elektrycznej z państw niebędących członkami UE w 2009 r.

Wyszczególnienie	Ilość importowanej energii elektrycznej (według wskazań układów pomiarowych) [MWh]
1. Import z Białorusi	0
<i>(linią 110 kV Wólka Dobrzyńska-Brześć)</i>	
- w tym I kwartał	0
- w tym II kwartał	0
- w tym III kwartał	0
- w tym IV kwartał	0
2. Import z Ukrainy	199 546,548
<i>(linią 220 kV Dobrotwór-Zamość)</i>	
- w tym I kwartał	0
- w tym II kwartał	10 084,100
- w tym III kwartał	62 821,248
- w tym IV kwartał	126 641,200
OGÓŁEM	199 546,548

Źródło: PSE Operator SA.

Ponadto, biorąc pod uwagę indykatywną listę projektów priorytetowych Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, określonych w decyzji nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 6 września 2006 r. ustanawiającej wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylającej decyzję 96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE, Prezes URE w 2008 r. przekazał do Komisji Europejskiej informację o utworzeniu spółki LitPol Link Sp. z o.o. odpowiedzialnej za zrealizowanie prac przygotowawczych do budowy połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską i Litwą.

2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (art. 23 ust. 2 pkt 20)

2.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń między-systemowych, 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

W 2009 r. i 2010 r. rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy pięcioma operatorami systemów przesyłowych z Polski, Niemiec, Czech i Słowacji, organizowanych przez Biuro Aukcyjne z siedzibą w Pradze. Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów były wyznaczane niezależnie przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, zgodnie z zasadami zatwierdzonymi przez krajowych regulatorów. PSE Operator SA stosuje mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został opracowany i uzgodniony w ramach ETSO i UCTE (tzw. metoda NTC). Wielkości techniczne zdolności przesyłowych wyznaczane są oddzielnie dla eksportu i importu energii elektrycznej.

Prowadzone od 2006 r. przez operatorów systemów przesyłowych i nadzorujących ich regulatorów prace doprowadziły do opracowania wspólnych skoordynowanych zasad rozdziału przepustowości linii transgranicznych w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej, tj. objęły także Austrię, Węgry i Słowenię (dokument z 22 listopada 2010 r. „Rules for Coordinated Auction of Transmission Capacity in the CEE-Region”), które zostały zamieszczone na stronie internetowej Spółki CAO Central Allocation Office GmbH. Spółka ta prowadzi Biuro Aukcyjne organizujące i przeprowadzające przetargi na zdolności przesyłowe. Opracowane zasady obowiązują od 1 stycznia 2011 r. Rozdział zdolności przesyłowych odbywa się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (przetargi typu *explicit*). Trudności techniczne związane z wdrożeniem modelu wyznaczania zdolności przesyłowych opartego o rzeczywiste przepływy spowodowały, że obecnie zdecydowano się na przyjęcie rozwiązania przejściowego do czasu wdrożenia metody FBA. Opiera się ono na wyznaczaniu i alokowaniu zdolności przesyłowych w regionie Europy Środkowo-Wschodniej zgodnie z mechanizmem NTC (zdolności przesyłowe wyznaczane są na granicach). Uzgodniony mechanizm opiera się na wspólnym modelu sieci (CGM – *common grid model*), a algorytm optymalizacji jest podobny jak w metodzie FBA (funkcją celu jest maksymalizacja *social welfare*, prowadząca w konsekwencji do zmniejszania różnicy cen na rynkach, a nie oferowanych zdolności przesyłowych, które mogą nie być wykorzystywane).

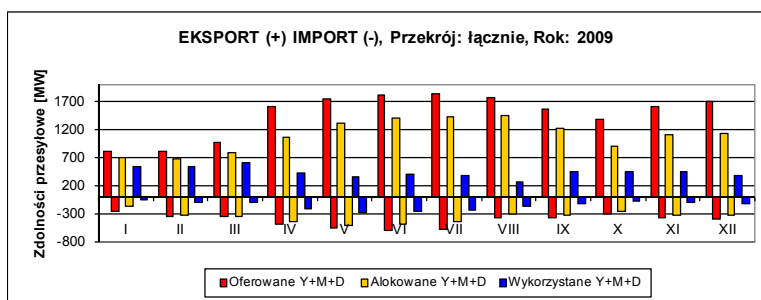
2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

W ramach skoordynowanego mechanizmu zarządzania ograniczeniami PSE Operator SA wyznacza zdolności przesyłowe netto (NTC – *Net Transmission Capacity*) oraz margines bezpieczeństwa przesyłu (TRM). 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 Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) znacznych przepływów kołowych i związanej z tym istotnej

współzależności dostępnych zdolności przesyłowych na poszczególnych granicach. Zastosowany model pozwala również na maksymalizację zdolności przesyłowych wobec najsilniejszych sygnałów cenowych. Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe, PSE Operator 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, nieuzgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe. Dostępne zdolności przesyłowe są wyznaczone w horyzontach rocznych, miesięcznych, tygodniowych i dobowych.

W 2009 r. PSE Operator SA udostępniał eksportowe zdolności przesyłowe na aukcjach miesięcznych i dobowych, natomiast importowe na aukcjach dobowych. W trybie aukcji miesięcznych operator udostępniał dla eksportu moce maksymalnie do 700 MW (średnio w roku 492 MW), a w trybie aukcji dobowych maksymalnie do 1 200 MW (średnio w roku 978 MW). Z kolei dla importu w aukcjach dobowych udostępniano moce maksymalnie do 594 MW (średnio w roku 410 MW). Zainteresowaniem uczestników rynku cieszyły się zarówno aukcje eksportowe, jak 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.

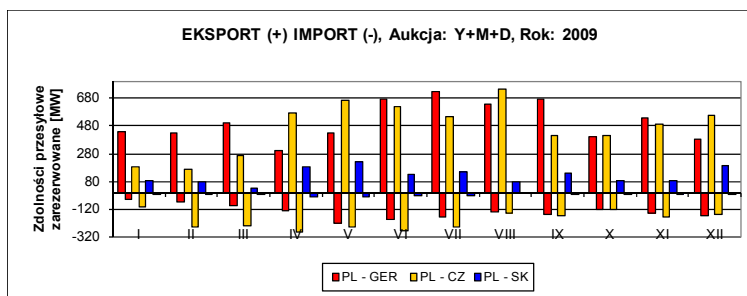
Rysunek 1. Oferowane, alokowane i wykorzystane zdolności przesyłowe



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

Najwięcej mocy przesyłowych uczestnicy rynku zarezerwowali na granicach z Niemcami i Czechami. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 2.

Rysunek 2. Rezerwowanie zdolności przesyłowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator 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 UE, odbywa się na zasadach rynkowych – w trybie skoordynowanych przetargów³⁾. Na wielkość wymiany transgranicznej mają wpływ bariery techniczne, takie jak: niewystarczające zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych z sąsiadującymi krajami, utrzymujące się na wysokim poziomie przepływy kołowe 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. Odnotować należy także fakt, że w 2009 r. nie wystąpiły przypadki ograniczania udostępnianych zdolności przesyłowych w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi.

Połączenia międzysystemowe z krajami trzecimi nie są udostępniane dla uczestników rynku na zasadach rynkowych, a wielkość importu energii z krajów trzecich stanowiła marginalny udział w całkowitym krajowym zużyciu energii brutto. W związku z niewielką skalą importu energii z krajów trzecich ma on ograniczone konsekwencje społeczne i środowiskowe. Wymiana międzysystemowa z krajami trzecimi w 2009 r. była realizowana na połączeniu transgranicznym z Ukrainą i wyniosła 199,5 GWh. Wielkość ta dotyczy importu energii elektrycznej i obejmuje realizację dostaw linią 220 kV Zamość – Dobrotwór. Wielkość ta uległa znaczącemu zmniejszeniu w porównaniu do 2008 r. Głównym powodem wyżej wymienionej sytuacji jest nienajlepszy stan techniczny połączeń międzysystemowych z państwami trzecimi.

W 2009 r. w elektroenergetyce nie nastąpiły znaczące zmiany w przepustowości połączeń międzysystemowych.

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 zmiana Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), która weszła w życie 1 grudnia 2009 r., wprowadziła możliwość rozliczania na rynku bilansującym transakcji śróddziennych (*intraday*). W ten sposób wyeliminowano potencjalne przeszkody ze strony Polski wprowadzenia skoordynowanych w ramach regionu mechanizmów śróddziennego zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

³⁾ 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).

2.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym

2.2.1. Bilansowanie

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego odpowiada za bezpieczeństwo pracy KSE. W tym celu dysponuje pracą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz dokonuje zakupów energii od wytwórców w celu zbilansowania chwilowego zapotrzebowania z produkcją energii. Powyższe działania są wykonywane w każdej dobie jako element planowania oraz prowadzenia pracy systemu. Jednocześnie OSP prowadzi centralny mechanizm rozliczeń za niezbilansowanie, ustalając tym samym zasady uczestnictwa w rynku bilansującym i warunki współpracy pomiędzy OSP i uczestnikami rynku. Mechanizm bilansowania umożliwia prowadzenie rynku w trybie dnia następnego (*day ahead market*), a także organizację wymiany międzysystemowej. W 2009 r. wprowadzono istotne zmiany na rynku bilansującym, m.in. zmienione zostały zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej, wprowadzono obsługę zgłoszeń transakcji handlowych zawieranych na rynkach dnia bieżącego, które są elementem rozwoju rynku bilansującego, wydłużono o godzinę czas weryfikacji danych pomiarowo-rozliczeniowych przekazywanych przez OSD, przesunięto termin dokonywania korekty rozliczeń poszczególnych dekad miesiąca, umożliwiając wdrożenie mechanizmu niezależnego bilansowania strat sieciowych przez OSD. 1 stycznia 2009 r. weszła w życie zmiana IRiESP, która znacznie rozszerzyła zakres informacji udostępnianych uczestnikom rynku przez OSP. 1 grudnia 2009 r. został uruchomiony rynek śróddzienny (*intra day market*).

PSE Operator SA prowadził bilansowanie systemu przesyłowego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi zgodnie z zasadami zawartymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESP-Bilansowanie) zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 10 lutego 2006 r. z późn. zm. W 2009 r. decyzja ta była zmieniona trzykrotnie.

Rozliczenia za niezbilansowanie odbywają się na podstawie cen rozchylonych, przy czym od 1 stycznia 2009 r. ceny sprzedaży (CROs) i zakupu (CROz) energii elektrycznej z Rynku Bilansującego nie są korygowane o dodatkowe składniki, które poprzednio miały zachęcać uczestników rynku bilansującego do bilansowania się w konkurencyjnych segmentach rynku. W 2009 r. została zmieniona metoda wyznaczania cen na Rynku Bilansującym i opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców (poprzednio: średnich ważonych). Formuła cen krańcowych pozwoliła na w pełni rynkową wycenę energii elektrycznej i dostosowanie rozliczeń za energię dostarczoną poprzez rynek bilansujący do warunków wynikających z niepełnego uwolnienia cen. Formuła rozliczeń oparta na cenach krańcowych pozwala także na ograniczenie niepożądanych zachowań na rynku konkurencyjnym, objawiających się m.in. przeniesieniem obrotu z segmentów podstawowych na rynek bilansujący. Podstawową jednostką rozliczeniową za niezbilansowanie jest 1 kWh. Umożliwia to tworzenie małych grup bilansujących, w szczególności dla małych odbiorców. W tabeli 2 przedstawiono ogólną charakterystykę zasad bilansowania.

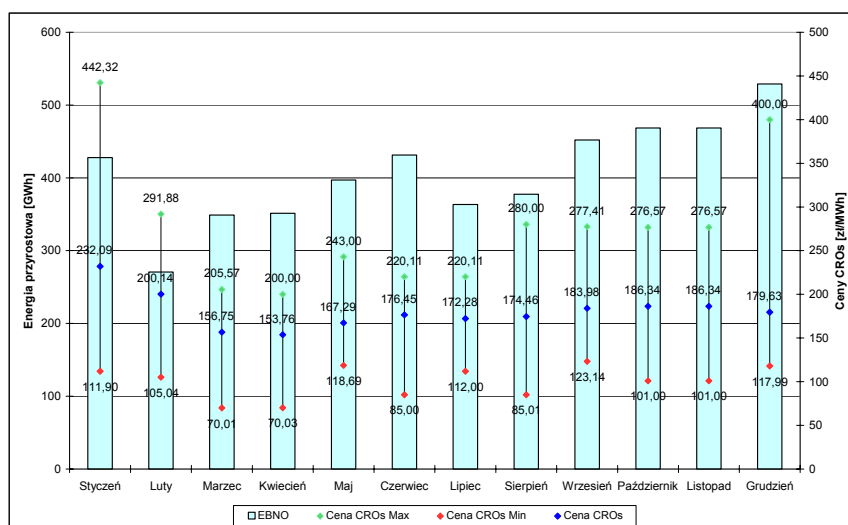
Tabela 2. Bilansowanie – charakterystyka

Wskaźnik	Opis funkcjonowania
Okres	60 min.
Obszar	Jeden, centralnie – na poziomie sieci przesyłowej
Godzina zamknięcia bramki zgłoszeń umów sprzedaży energii elektrycznej na rynek bilansujący	13:00
Typowe opłaty za usługę bilansowania	<p>Dla odbiorców (wyznaczane dla każdej godziny):</p> <p>CROz – cena rozliczeniowa odchylenia zakupu energii na Rynku Bilansującym, jako najwyższa cena za wytwarzanie energii elektrycznej w bieżącym planie koordynacyjnym dobowym swobodnie zbilansowanym, wyznaczonym przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych, w godzinie h, pomniejszona o stały składnik bilansujący ΔB (w 2009 r. $\Delta B = 0$ zł/MWh).</p> <p>CROs – cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży energii z Rynku Bilansującego, obliczana jako najwyższa cena za wytwarzanie energii elektrycznej w bieżącym planie koordynacyjnym dobowym swobodnie zbilansowanym, wyznaczonym przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych, w godzinie h, powiększona o stały składnik bilansujący ΔB (w 2009 r. $\Delta B = 0$ zł/MWh).</p>

Źródło: URE.

Na rys. 3 przedstawiono średnie miesięczne wolumeny energii elektrycznej oraz ceny rozliczeniowe za niezbilansowanie na rynku bilansującym (energia elektryczna odebrana z rynku bilansującego).

Rysunek 3. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2009 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE Operator SA.

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 nie można wykluczyć możliwości wykorzystywania siły rynkowej przez dominujących uczestników rynku, działających zgodnie ze strategią skonsolidowanych przedsiębiorstw. 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 2009 r. spadło w KSE zapotrzebowanie na energię elektryczną, a także zmniejszyła się liczba remontów awaryjnych jednostek wytwórczych, poziom rezerw mocy dostępnych dla operatora systemu przesyłowego wzrósł o 35% (w ujęciu średniorocznym) w porównaniu do 2008 r. W konsekwencji sytuacja w 2009 r. nie sprzyjała nadużywaniu pozycji dominującej, w przeciwieństwie do 2008 r., kiedy to PSE Operator SA odnotował wycofywanie ekonomiczne jednostek wytwórczych (składanie ofert bilansujących z bardzo wysoką ceną). Natomiast w 2010 r. wystąpił spadek rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi, co jest wynikiem głównie wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i moc. Okoliczności te jednak nie wpłynęły na powtórzenie sytuacji, jaka miała miejsce w 2008 r., tj. działania niezgodne z regułami konkurencji, zakłócające funkcjonowanie Rynku Bilansującego.

2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie elektroenergetycznym

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

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci jest realizowane w Urzędzie Regulacji Energetyki (URE) na bieżąco i odbywa się m.in. w drodze weryfikacji i analizy informacji pochodzących od przedsiębiorstw energetycznych, ich odbiorców oraz innych interesariuszy. Realizacja zadania określonego w art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. c ustawy – Prawo energetyczne odbywa się w szczególności poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku określonego w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, tj. obligatoryjnego powiadamiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej oraz rozpatrywania skarg odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych i rozeznawania innych spraw nie zaliczonych do powyższych kategorii, które docierają do URE i dotyczą warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci.

Monitorowanie prowadzone jest w URE także w postępowaniach koncesyjnych (w tym zmianach koncesji) oraz w trakcie zatwierdzania taryf dla przedsiębiorstw, w których działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną nie stanowi podstawowej działalności (tzw. przemysłówki).

Warunki wykonywania działalności tak w zakresie wytwarzania, jak i przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie różniły się od tych, jakie występowały w okresach poprzedzających lata 2009–2010. Działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej do odbiorców końcowych prowadzona jest przez przedsiębiorstwa mające zapewnioną niezależność pod względem tak faktycznym, jak i prawnym.

W odniesieniu do warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE), będących jednocześnie jednostkami kogeneracyjnymi, ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła zmiany w zakresie dotyczącym możliwości uzyskiwania jednocześnie tak świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, jak i świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji. Poprawia to ww. warunki dotyczące kogeneracyjnych źródeł odnawialnych.

W zakresie przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej wprowadzono nowe zasady dotyczące przyłączania do sieci elektroenergetycznej źródeł, w szczególności instytucje zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci. Miało to na celu uporządkowanie sytuacji na rynku przyłączeń do sieci elektroenergetycznej, w szczególności w odniesieniu do praktyki „rezerwowania” mocy przyłączeniowej przez podmioty, które składały wnioski o przyłączenie co do zasady nie mając koncepcji na podjęcie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

W okresie od 1 stycznia 2009 r. do 9 marca 2010 r. do kompetencji Prezesa URE należało załatwianie spraw dotyczących ewentualnego zgłaszania zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci przez przedsiębiorstwa energetyczne z powodu braku warunków ekonomicznych (art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne). W tym okresie obowiązywało Stanowisko Prezesa URE w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych z 30 grudnia 2005 r. określające przesłanki, jakie muszą zaistnieć, aby odmowa przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z powodu braku warunków ekonomicznych mogła być uznana za uzasadnioną. Także po zmianie przepisów obowiązuje w tym zakresie Stanowisko Prezesa URE 10/2010 z 29 czerwca 2010 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 1 i art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Stanowiska te są dostępne na stronie internetowej Urzędu.

Podejmowane w tym zakresie działania Prezesa URE doprowadziły do sytuacji, w której odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z powodu braku warunków ekonomicznych mają charakter incydentalny w skali danego roku kalendarzowego.

Pozostaje natomiast aktualny problem odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej źródeł wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności farm wiatrowych, z powodu braku warunków technicznych. Należy przy tym zaznaczyć, że częstotliwość zaistnienia odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z powodów braku warunków technicznych jest bardzo zróżnicowana w poszczególnych rejonach Polski, co jest determinowane głównie warunkami „wiatrowymi”, które są najlepsze na północy i częściowo na zachodzie. Tam, gdzie warunki te są mniej korzystne, mniejsza jest liczba wniosków o przyłączenie do sieci, a co za tym idzie także mniejsza liczba odmów. Ze względu na uwarunkowania naturalne – obszarem, na którym w sposób najbardziej intensywny następuje rozwój energetyki odnawialnej, szczególnie instalacji wiatrowych, jest obszar północnej i północno-zachodniej Polski. Z prowadzonych przez operatorów analiz wynika, że konieczne są kolejne modernizacje i rozbudowy sieci, często wykraczające poza inwestycje uwzględnione w obecnie obowiązujących planach rozwoju, co może prowadzić do sytuacji, w której koszty związane z przyłączeniem OZE, a szczególnie instalacji wiatrowych, ponoszone będą nie przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci, lecz przez odbiorców energii elektrycznej zamieszkałych na

terenach, na których planowana do posadowienia jest większość tych instalacji, czyli na terenie północnej i północno-zachodniej Polski. Koszty te w znacznym stopniu musiałyby znaleźć pokrycie w stawce opłaty dystrybucyjnej. Ponadto niektóre, konieczne do przyłączenia kolejnych instalacji, inwestycje sieciowe wykraczają nawet poza plan rozwoju operatora systemu przesyłowego, co w świetle wymagań bezpiecznej dla systemu elektroenergetycznego wielkości mocy dla OZE może stanowić zagrożenie bezpieczeństwa pracy KSE.

Wyniki monitoringu prowadzonego przez Prezesa URE wskazują, że w latach 2009–2010 nastąpiło łącznie 1 353 odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej na ogólną moc około 9 745 MW. W tym czasie Prezes URE wydał 131 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 – dotyczące problemu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

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

Zgodnie z treścią art. 7 ustawy – Prawo energetyczne, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Zgodnie z ustawą o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE od 11 marca 2010 r. nie posiada kompetencji do zgłaszania zastrzeżeń do odmów przyłączania do sieci.

Tabela 3. Liczba odmów przyłączenia do sieci w latach 2009–2010 w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym oddziałów terenowych URE

Wyszczególnienie	Liczba	Moc przyłączeniowa [MW]
Oddział Centralny w Warszawie	102	610,0
Oddział Terenowy w Szczecinie	318	1 233,3
Oddział Terenowy w Gdańsku	225	3 179,4
Oddział Terenowy w Poznaniu	428	2 968,0
Oddział Terenowy w Lublinie	10	300,3
Oddział Terenowy w Łodzi	66	340,9
Oddział Terenowy we Wrocławiu	185	1 059,9
Oddział Terenowy w Katowicach	17	53,0
Oddział Terenowy w Krakowie	2	0,2

Natomiast stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, w sprawach spornych dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

Tabela 4. Liczba rozstrzygniętych sporów w zakresie odmów przyłączenia do sieci w latach 2009–2010 w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym oddziałów terenowych URE

Wyszczególnienie	Ilość wydanych decyzji
Oddział Centralny w Warszawie	7
Oddział Terenowy w Szczecinie	26
Oddział Terenowy w Gdańsku	23
Oddział Terenowy w Poznaniu	42
Oddział Terenowy w Lublinie	6
Oddział Terenowy w Łodzi	2
Oddział Terenowy we Wrocławiu	19
Oddział Terenowy w Katowicach	3
Oddział Terenowy w Krakowie	3

W 2009 r. do **Oddziału Centralnego URE z siedzibą w Warszawie** wpłynęło ok. 60 odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii z powodu braku warunków technicznych, na łączną moc ok. 260 MW. Spośród ww. odmów przyłączenia do sieci po ponownej analizie wniosków przyłączanych podmiotów zostały wydane warunki przyłączenia do sieci dla pięciu instalacji (farmy wiatrowe) o mocach mniejszych, odpowiednich do istniejących warunków technicznych (4,55 MW zamiast wnioskowanych ponad 6 MW). Natomiast w 2010 r. do Oddziału Centralnego nadesłano odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej z powodu braku warunków technicznych dla ok. 30 przypadków o łącznej mocy ok. 350 MW.

Ponadto stosownie do postanowień art. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE rozstrzyga na wnioski spory w sprawach dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Jednakże w latach 2009–2010 ilość prowadzonych spraw spornych kształtuje się na poziomie incydentalnym. W latach 2009–2010 rozstrzygnięto siedem sporów w sprawach odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W latach 2009–2010 do **Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Poznaniu** wpłynęło łącznie 428 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 wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci, w przypadku gdy nie ma obowiązku załączenia do wniosku ekspertyzy oraz ekspertyzy wpływu przyłączenia instalacji na KSE, wykonane przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci.

ENEA Operator Sp. z o.o. informowała Prezesa URE także o wnioskach pozostawionych bez rozpatrzenia, stosownie do art. 7 ust. 3 pkt 2 ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne. W związku z tym, iż w 2009 r. przyczyną wszystkich odmów przyłączenia do sieci był brak warunków technicznych, a nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z 2005 r. upoważniła Prezesa URE do zgłaszania zastrzeżeń jedynie do odmów przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, Zachodni Oddział Terenowy nie zgłaszał zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci. Zgodnie z ustawą o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, od 11 marca 2010 r. Prezes URE nie posiada już kompetencji do zgłaszania zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci. W związku z powyższym Zachodni Oddział Terenowy nie zgłaszał zastrzeżeń do odmów przyłączenia do sieci, mimo, że w drugiej połowie 2010 r. pojawiły się dwie odmowy przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych.

W 2009 r. tylko ENERGA – OPERATOR SA odmówiła przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, o czym poinformowała Prezesa URE. Do Zachodniego Oddziału Terenowego URE wpłynęły powiadomienia o odmowie przyłączenia do sieci 304 instalacji o łącznej mocy przyłączeniowej 1 414 MW, z tego 292 farm wiatrowych na ogólną moc około 1 398 MW oraz 12 biogazowni na ogólną moc około 16 MW. Wszystkie odmowy spowodowane były brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci. Z załączonych ekspertyz wynika, iż najczęstszymi przyczynami braku możliwości przyłączenia były m.in. przekroczenia dozwolonych poziomów napięcia w ciągach liniowych SN 15 kV; przekroczenia kryterium mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia $S_{zw} > 20 \cdot S_i$; przekroczenia dopuszczalnych wskaźników migotania światła; przekroczenia dopuszczalnego wskaźnika dynamicznych zmian napięcia.

W 2010 r. ENEA Operator Sp. z o.o. odmówiła przyłączenia do sieci dystrybucyjnej jedenastu odnawialnych źródeł energii o mocy około 144 MW, ENERGA – OPERATOR SA – 102 OZE i dwóm źródłom na paliwa konwencjonalne, a PKP ENERGETYKA SA – trzem farmom wiatrowym o łącznej mocy 12 MW. Natomiast PSE Operator SA odmówił przyłączenia do sieci przesyłowej czterech farm wiatrowych o łącznej mocy 810 MW.

W 2010 r. łącznie wpłynęło **126** powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci na moc 1 554 MW, w tym 104 farmy wiatrowe na moc około 1 420 MW. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wszystkich źródeł spowodowane były brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci. W przypadku odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej – dwie odmowy spowodowane były brakiem warunków technicznych, natomiast dwie pozostałe brakiem warunków ekonomicznych. Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, iż najczęstszymi przyczynami braku możliwości przyłączenia z przyczyn technicznych były, podobnie jak w roku poprzednim, m.in. przekroczenia dozwolonych poziomów napięcia w ciągach liniowych SN 15 kV; przekroczenia kryterium mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia $S_{zw} > 20 \cdot S_i$; przekroczenia obciążeń dopuszczalnych linii 110 kV i 220 kV; przekroczenia kryterium zapasu mocy w stacji transformatorowej.

W latach 2009–2010 Zachodni Oddział Terenowy rozstrzygnął 41 spraw w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W 2009 r. do **Środkowo-Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Łodzi** wpłynęły 52 informacje o odmowach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W siedmiu przypadkach oddział zgłosił zastrzeżenia do odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej należącej do koncesjonariusza PKP Energetyka SA. Przedsiębiorstwo to nie odwołało się od tych decyzji i tym samym było zobowiązane do przyłączenia wnioskodawców do sieci wg stawek opłat określonych w taryfie.

W 2010 r. do Środkowo-Zachodniego Oddziału Terenowego wpłynęło 14 zawiadomień przedsiębiorstw elektroenergetycznych informujących o odmowach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Odmowy dotyczyły wyłącznie przyłączenia farm wiatrowych ze względu na brak warunków technicznych przyłączenia.

W latach 2009–2010 oddział terenowy rozstrzygnął cztery spory w zakresie dotyczącym odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Regularne i nieprzerwane działania Prezesa URE (stanowiska, wytyczne, komunikaty, odpowiedzi na indywidualne zapytania) i **Południowego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Katowicach** o charakterze *quasi* mediacyjnym nakierowanym na przekonanie uczestników rynku, że załatwienie sprawy w drodze porozumienia to najlepszy, najprostszy, najszybszy i satysfakcjonujący wszystkie strony sposób rozwiązania wszelkich trudności spowodowały, że w 2009 r. wyodrębniono w Południowym Oddziale Terenowym cztery sprawy, które spełniają powyższe kryteria, natomiast w 2010 r. tych spraw było sześć.

W jednej ze spraw, dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnego źródła energii, spór koncentrował się wokół kwestii usytuowania miejsca dostarczania energii elektrycznej, które zarazem miało być miejscem rozgraniczenia własności urządzeń, a w konsekwencji wokół wielkości udziału w finansowaniu realizacji przyłączenia i zakresu robót, który każda ze stron ma wykonać w ramach tej inwestycji. Orzekając treść umowy, Prezes URE wziął pod uwagę przepisy prawa energetycznego uwzględniając okoliczność, że obie strony są profesjonalnymi przedsiębiorcami. Po ustaleniu, że po stronie przedsiębiorstwa energetycznego istnieje publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy, Prezes URE ukształtował jej treść określając miejsce dostarczania energii elektrycznej w polu rozdzielni 6 kV eksploatowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, co przesądziło, że podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci zobowiązany jest do wykonania i następnie eksploatacji kabla za miejscem dostarczania energii (patrząc od strony przedsiębiorstwa energetycznego) biegnącego do rozdzielni stanowiącej własność tego podmiotu i służącego wyłącznie zaspokojeniu jego potrzeb. Rozstrzygając spór Prezes URE szczegółowo i rzeczowo uzasadnił swoje stanowisko wskazując, że orzeczone miejsce dostarczania energii elektrycznej i określenie przyłącza nie budzą wątpliwości w świetle przepisów prawa oraz wyjaśnił m.in., iż kształtując treść umowy uwzględnił szerszy kontekst gospodarczy, relację stron zachodzącą po przyłączeniu obiektu do sieci i aspekt lokalizacji źródła energii. Sposób roz-

strzygnięcia był również determinowany potrzebą ochrony pozostałych odbiorców oraz uwzględniał konieczność zrównoważenia interesów stron, a także odzwierciedlał kompromis wynikający z rachunku ekonomicznego. Uzasadnienie decyzji przekonało obie strony sporu i mimo, że pierwotnie każda z nich przekonana była do słuszności swoich wywodów oraz prawidłowości stanowisk, rozstrzygnięcie regulatora nie zostało zaskarżone.

W latach 2009–2010 **Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku** prowadził monitoring i analizę informacji dot. odmowy przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej.

Przy analizie informacji odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej na uwagę zasługują następujące kwestie:

- przeważająca liczba odmów przyłączenia dotyczyła braku istnienia warunków technicznych,
- stosunkowo duża liczba odmów (94) o mocy około 0,24 MW dotyczyła odbiorców, którzy mieliby być zasilani w energię elektryczną poprzez infrastrukturę elektroenergetyczną za pomocą GPZ „Maćkowy”, który ma być wybudowany na terenie Gdańska. W tym przypadku niemożność przyłączenia wynikała z niemożności wybudowania przez ENERGA – OPERATOR SA z siedzibą w Gdańsku odpowiedniej infrastruktury, m.in. głównego punktu zasilania oraz sieci wysokiego napięcia,
- największa liczba odmów (110) dotyczyła odnawialnych źródeł energii o mocy około 3 179 MW – na terenie województw pomorskiego i warmińsko-mazurskiego ze względu na fakt, iż ogólna moc zgłoszona do przyłączenia przekraczała faktyczne możliwości systemu dystrybucyjnego. Z drugiej strony na terenie ww. województw (właściwości miejscowej oddziały terenowego) istnieją dogodne warunki w zakresie rozwoju energetyki wiatrowej.

Tę ostatnią okoliczności obrazuje rodzaj i charakter sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne rozstrzyganych przez Północny Oddział Terenowy URE. I tak osiemnaście decyzji rozstrzygających spory w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dotyczyło odnawialnych źródeł energii, a pięć innych przyłączanych podmiotów.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego dokonywane było przez **Wschodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Lublinie** w odniesieniu do sieci dystrybucyjnych należących do poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych funkcjonujących na jego obszarze działania (PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o. oraz w części w stosunku do PGE Dystrybucja Warszawa-Teren Sp. z o.o. – obecnie PGE Dystrybucja SA). Główne działania, jakie były podejmowane przez Wschodni Oddział Terenowy URE w powyższym zakresie dotyczyły badania zasadności zgłoszonych przez operatorów systemów dystrybucyjnych odmów przyłączenia do sieci z powodu braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia, rozstrzyganie sporów określonych w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, podejmowanie działań związanych ze zgłaszanymi przez odbiorców skargami dotyczącymi odmowy przyłączenia do sieci oraz zmiany warunków przyłączenia, a także nieprawidłowego funkcjonowania sieci dystrybucyjnych (awarie, przerwy w dostawach, nieprawidłowe parametry pracy sieci). W latach 2009–2010 operatorzy systemu dystrybucyjnego zgłosili do oddziału terenowego dziesięć odmów przyłączenia z powodu braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci. W powyższym okresie w oddziale terenowym rozstrzygano sześć sporów w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z czego trzy spory dotyczyły odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii elektrycznej. Analiza spraw rozpatrywanych w ramach oceny zgłoszonych odmów przyłączenia do sieci oraz rozstrzyganych sporów wskazują, iż główną barierą w zakresie przyłączania nowych podmiotów do sieci, w szczególności odnawialnych źródeł energii jest brak technicznych warunków przyłączenia, zwią-

zany z niedostatecznym rozwojem sieci dystrybucyjnej. W ramach monitorowania systemu elektroenergetycznego, w związku z awarią tego systemu, jaka miała miejsce na terenie miasta Suwałki w październiku 2009 r., wszczęto względem PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia temu przedsiębiorstwu kary pieniężnej z art. 56 ust. 1 pkt 10 i 12 ustawy – Prawo energetyczne za nieutrzymywanie w należyтым stanie urządzeń i instalacji oraz nieprzestrzeganie warunków udzielonej koncesji. W wyniku tego postępowania wymierzono ww. przedsiębiorstwu karę pieniężną w wysokości 100 000 zł.

W praktyce **Południowo-Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą we Wrocławiu** odmowy przyłączenia do sieci dotyczyły budynków mieszkalnych oraz farm wiatrowych. Zarejestrowano również kilka przypadków odmów przyłączenia do sieci biogazowi, zakładów produkcyjnych oraz domków letniskowych. W większości odmowy wynikały z braku technicznych warunków przyłączenia. W jednostkowych przypadkach odmowy wynikały z braku ekonomicznych warunków przyłączenia. Tendencje te zostały zachowane zarówno w 2009 r., jak i 2010 r. (odpowiednio 99 i 86 odmów).

W 2009 r. do **Południowo-Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Krakowie** nie wpłynęła ani jedna informacja przedsiębiorstwa energetycznego dotycząca odmowy zawarcia umowy przyłączeniowej z uwagi na brak ekonomicznych lub technicznych warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

W 2010 r. wpłynęły dwie informacje koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych dotyczące odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W województwie małopolskim nie wystąpił żaden przypadek odmowy wydania warunków przyłączeniowych. Podstawą odmowy określenia przez przedsiębiorstwa koncesjonowane żądanych przez wnioskodawców warunków przyłączeniowych, w obu przypadkach, był brak warunków ekonomicznych. Jednocześnie, przedsiębiorstwa zaproponowały przyłączenie ww. podmiotów, zgodnie z art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne, na podstawie rzeczywistych kosztów budowy przyłącza oraz poinformowały podmiot ubiegający się o przyłączenie o prawie zwrócenia się do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Żadna z ww. osób uprawnionych do wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu, o którym mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, nie zwróciła się w tej sprawie do Prezesa URE.

W 2009 r. w oddziale terenowym wydano jedną decyzję w sprawie spornej, wszczętej na wniosek strony złożony w 2008 r., dotyczący odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie (poprzednio: PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o. z siedzibą w Zamościu). Z kolei w 2010 r., w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, rozstrzygnięto dwie sprawy sporne oraz wydano jedną decyzję administracyjną, którą w trybie art. 105 § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego umorzono postępowanie w sprawie spornej dotyczącej odmowy przyłączenia farmy wiatrowej, ponieważ strony samodzielnie zawarły umowę. W wyniku rozstrzygnięcia ww. spraw spornych w 2010 r. orzeczono zawarcie umów o przyłączenie, a zatem żądania Wnioskodawców były uzasadnione i istniał publicznoprawny obowiązek przedsiębiorstwa zawarcia umów z tymi podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie.

W pierwszej ze spraw odmowa zawarcia umowy przez przedsiębiorstwo przybrała postać żądania od podmiotu ubiegającego się o przyłączenie dokumentów potwierdzających okoliczności, które nie były prawnie relewantne w przedmiotowej sprawie, tzn. dotyczył sytuacji prawnej wdzierzawiającego nieruchomości a nie dzierżawcy, który żądał zawarcia umowy o przyłączenie. Wydłużony okres oczekiwania na zawarcie umowy o przyłączenie, a później spór na tle treści technicznych warunków przyłączenia, spowodował zwrócenie się podmiotu do Prezesa URE. Ugodowe propozycje polubownego zakończenia sporu podnoszone w trakcie postępowania administracyjne-

go przez przedsiębiorstwo nie spotkały się z aprobatą wnioskodawcy, który zmierzał do zakończenia sporu wyłącznie w drodze wydania orzeczenia przez Prezesa URE – co ostatecznie miało miejsce.

Z kolei w drugiej ze spraw spornych, wystąpiła odmowa zawarcia przez przedsiębiorstwo energetyczne umowy przyłączeniowej o treści żądanej przez wnioskodawcę. Przedmiotem sporu było określenie w umowie przyłączeniowej wzajemnych obowiązków podmiotu przyłączanego i przedsiębiorstwa energetycznego oraz terminu realizacji umowy. Istota sporu dotyczyła wskazania zakresu niezbędnych prac, które są wymagane w celu realizacji umowy przyłączeniowej. Wobec tego, że treść warunków przyłączeniowych nie była sporna między stronami, zawarcie umowy przyłączeniowej orzeczono zgodnie z wydanymi warunkami przyłączeniowymi, które odpowiadały wnioskowi złożonemu przez przyłączany podmiot.

W Północno-Zachodnim Oddziale Terenowym URE w Szczecinie zarejestrowanych jest ponad 95 spraw, w tym odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, sporów związanych z przyłączeniem OZE do sieci elektroenergetycznych oraz skarg na przedłużającą się procedurę wydawania warunków przyłączenia odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy 3 014,3 MW. Należy podkreślić, że rozwój farm wiatrowych na terenie województw zachodniopomorskiego i lubuskiego wymaga znacznej modernizacji istniejącej sieci. Infrastruktura sieciowa operatorów obecnych w regionie wydaje się być nieprzystosowana do przyłączenia, a następnie przesyłania energii elektrycznej z nowych źródeł wytwórczych. Zwłaszcza, że moc nominalna farm wiatrowych planowanych do uruchomienia znacznie przekracza przewidywaną moc pobieraną. Stwarza to niekorzystną sytuację dla systemu. W czasie sprzyjających wiatrów trzeba będzie ograniczać poziom mocy wytwarzanej w tych farmach. Z drugiej strony rozwój energetyki wiatrowej powinien być wspierany przez władze centralne i lokalne, zwłaszcza, że energetyka wiatrowa w chwili obecnej na terenie województwa zachodniopomorskiego jest najbardziej obiecującym źródłem energii elektrycznej wykorzystującym zasoby odnawialne.

Należy zauważyć, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność na terenie województw zachodniopomorskiego i lubuskiego stosują procedury, nie wymagane prawem energetycznym, ograniczające i utrudniające przyłączenie odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznych. Przykładowe argumenty podnoszone przez np. Enea Operator Sp. z o.o. w toku postępowań o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci odnawialnych źródeł to:

- brak kompetencji prezesa URE do rozstrzygania sporów o zawarcie umowy o przyłączenie OZE do sieci elektroenergetycznej,
- brak koncesji Wnioskodawcy ubiegającego się o przyłączenie farmy wiatrowej na wytwarzanie energii elektrycznej,
- twierdzenie, że Prezes URE nie ma kompetencji do określenia warunków przyłączenia, skoro taka kompetencja przysługuje wyłącznie Ministrowi Gospodarki,
- brak publicznoprawnego obowiązku przyłączania farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej,
- brak istnienia warunków ekonomicznych i technicznych przyłączenia, pomimo wydania warunków przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej,
- nie wybudowanie przez Wnioskodawcę obiektu farmy wiatrowej przed zawarciem umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej,
- nie przeprowadzenie dowodu z oględzin obiektu farmy wiatrowej, która nigdy na etapie zawierania umowy o przyłączenie nie została wybudowana,
- kwestionowanie przez ENEA Operator Sp. z o.o. następstwa prawnego po ENEA SA i związanego z nim zobowiązania do przyłączania farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej.

Stosowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne uciążliwych dla Wnioskodawców procedur przyłączania do sieci farm wiatrowych⁴⁾, poprzez przewlekłość wydawania warunków przyłączenia oraz zawierania umów o przyłączenie jak również:

- wielokrotne żądania uzupełnienia złożonego wniosku przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej,
- żądania dokonania zmian w sporządzonej i przedłożonej do wniosku ekspertyzy wpływu przyłączenia farmy wiatrowej na KSE,
- żądania wnoszenia uzupełnień ww. ekspertyz nawet po przesłaniu projektu warunków o przyłączenie do uzgodnienia z OSP.

Kolejnym przykładem uciążliwych dla wnioskodawców procedur jest stosowanie zaporowych warunków realizacji przyłączenia, w tym wygórowanych opłat za przyłączenie OZE do sieci elektroenergetycznych. Wygórowane opłaty za przyłączenie OZE do sieci obejmują m.in. modernizację i budowę sieci będącej własnością operatora. Efektem tego są diametralnie zróżnicowane opłaty za przyłączenie, od kilkunastu tysięcy złotych do 2-3 milionów złotych za 1 MW mocy przyłączeniowej.

Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne stosują praktykę przyjmowania najmniej realnego wariantu przyłączenia do sieci określonego w ekspertyzie wpływu farmy wiatrowej na KSE.

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

W zakresie monitorowania napraw sieci elektroenergetycznej prowadzone były stosowne działania zmierzające do ustalenia zakresu awarii, także mających swoje uzasadnienie w panujących warunkach meteorologicznych (np. opady mokrego śniegu czy też zjawisko oblodzenia sieci). W przypadkach, gdy do zakresu awarii przyczyniły się zaniedbania przedsiębiorstw dystrybucyjnych, Prezes URE nakłada stosowne kary pieniężne za naruszenie warunków udzielonych koncesji. Także w trakcie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf na dystrybucje energii elektrycznej na bieżąco są prowadzone ustalenia dotyczące zakresu wykonanych i planowanych remontów sieci elektroenergetycznej.

Należy przy tym zauważyć, że przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, 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. Należy przy tym podkreślić, że zjawiska opisane powyżej najczęściej mają charakter ograniczony obszarowo. Konsekwencją tego jest zróżnicowanie podejmowanych przez poszczególne komórki organizacyjne Urzędu działań i ich zakresu.

W wyniku prowadzonego monitoringu w **Oddziale Centralnym URE z siedzibą w Warszawie** nie zaobserwowano działań przedsiębiorstw energetycznych naruszających przepisy prawa czy też warunków udzielonych koncesji, które skutkowałyby koniecznością podjęcia stosownych instrumentów przewidzianych ustawą – Prawo energetyczne.

W **Zachodnim Oddziale Terenowym URE z siedzibą w Poznaniu** przeprowadzono monitoring awarii i napraw urządzeń i sieci elektroenergetycznej, które wystąpiły na terenie działania ENEA Operator Sp. z o.o. w grudniu 2009 r. i styczniu 2010 r. oraz ENERGA – OPERATOR SA

⁴⁾ Problematyka opóźnień przyłączania farm wiatrowych została szczegółowo opisana w decyzji o nałożeniu kar pieniężnej na ENEA Operator Sp. z o.o. znak OSZ-451-1/2008/WK z 29 grudnia 2008 r. Decyzja została utrzymana w mocy przez Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 1 marca 2010 r. sygn. akt XVII AmE 32/09, oraz przez Sąd Apelacyjny w Warszawie VI Wydział Cywilny z 10 grudnia 2010 r. sygn. akt VI ACa 535/10.

w styczniu 2010 r. Na podstawie informacji nadesłanych przez ENEA Operator Sp. z o.o. stwierdzono, że w grudniu 2009 r. i styczniu 2010 r. nie nastąpił znaczący wzrost awaryjności sieci i urządzeń elektroenergetycznych spowodowanych warunkami atmosferycznymi. Występujące awarie i zakłócenia miały zasięg lokalny, a ich ilość i zakres nie odbiegał od stanów obserwowanych w analogicznym okresie lat ubiegłych. Łącznie, na całym obszarze działania ENEA Operator Sp. z o.o. w grudniu 2009 r. i styczniu 2010 r., miało miejsce siedem awarii, których czas usunięcia przekroczył 24 godziny. Skutkiem tych awarii było niedostarczenie 7,91 MWh energii elektrycznej 504 odbiorcom. Czasy usuwania awarii wynikły głównie z trudnych warunków pogodowych i utrudnionego dojazdu do miejsca awarii (zasypane drogi). Awarie, o których mowa, miały miejsce jedynie na terenie Oddziału Dystrybucji Poznań i Oddziału Dystrybucji Bydgoszcz. Przyczyną awarii były m.in. zerwania przewodów oraz uszkodzenia elementów sieci dystrybucyjnej wynikające z silnego wiatru i mrozu. W miarę możliwości przedsiębiorstwo przełączało instalacje odbiorcze na zasilanie z innych obwodów.

Dodatkowo we wskazanym okresie zanotowano łącznie 143 awarie i uszkodzenia sieci i urządzeń elektroenergetycznych, których czas usunięcia był dłuższy niż 12 godzin, ale nie przekroczył 24 godzin. We wszystkich tych przypadkach skutki awarii były usuwane na bieżąco.

Ponadto na podstawie wyjaśnień ENERGA – OPERATOR SA stwierdzono, że do wzmożonej ilości awarii doszło na terenie Oddziału w Kaliszu 10 i 11 stycznia 2010 r. Awarie usuwane były na bieżąco w miarę posiadanych sił i środków. Należy również zaznaczyć, iż nie wystąpiły przypadki braku zasilania u odbiorców trwające dłużej niż 24 godziny. Ujawnione naruszenia nie wypełniają dyspozycji art. 56 ust. 1 pkt 10 oraz pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne.

W zakres monitorowania napraw sieci elektroenergetycznej prowadzonego przez **Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Łodzi** wpisują się badania prowadzone przez oddział w styczniu 2010 r. w związku z licznymi awariami sieci elektroenergetycznych, jakie wystąpiły w grudniu 2009 r. i styczniu 2010 r. Badania miały na celu ustalenie skali i skutków awarii, jakie wystąpiły w sieci elektroenergetycznej na terenie województw łódzkiego i świętokrzyskiego oraz ustalenie przyczyn tych awarii. Badaniem objęto operatorów systemów dystrybucyjnych mających swoje siedziby na terenie właściwości miejscowej oddziału terenowego, tj.: PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA, PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o. Wyniki badań zostały przedstawione w formie Raportu z 26 lutego 2010 r. i wyraźnie wskazują, że przedsiębiorstwa elektroenergetyczne systematycznie prowadziły oględziny i przeglądy sieci, a na ich podstawie dokonywały oceny stanu technicznego. Następnie urządzenia były przeznaczane do dalszej eksploatacji, napraw lub powstawały założenia techniczne określające zakres modernizacji i zmian w sieci. Objęci badaniem dystrybutorzy energii elektrycznej poinformowali także, że wszystkie przeglądy i remonty linii SN i nN uwzględnione w rocznym planie remontów zostały wykonane.

Ze spraw o największym znaczeniu pod kątem monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie dokonywania napraw sieci elektroenergetycznej na terenie działania **Południowego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Katowicach** była sprawa awarii, które miały miejsce na przełomie lat 2009–2010, a które dotknęły sieć elektroenergetyczną Vattenfall Distribution Poland SA i Enion SA. Przy czym w odniesieniu do tego drugiego przedsiębiorstwa energetycznego zaznaczenia wymaga, że zebraniem wymaganych informacji od Enion SA, którego obszar działania częściowo obejmuje również województwo śląskie, zajął się całościowo Południowo-Wschodni Oddział Terenowy URE. Natomiast w odniesieniu do Vattenfall Distribution Poland SA (w dalszej części zwanego także „VDP”) stwierdzono, że na obszarze działania tego przedsiębiorstwa energetycznego, w grudniu 2009 r. oraz styczniu 2010 r. wystąpiło łącznie 1 939 awarii infrastruktury elektroenergetycznej, z czego 900 przypadło na grudzień 2009 r., a 1 039 na styczeń 2010 r. Uwzględniając oddzielnie awarie, które miały miejsce w sieci dystrybucyjnej wysokiego

i średniego napięcia (WN/SN) oraz w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia (nN), ilościowy podział tych zdarzeń przedstawia się następująco:

	Grudzień 2009 r.	Styczeń 2010 r.
WN/SN	152	175
nN	748	864

Zachowując dotychczasowy podział infrastruktury elektroenergetycznej ze względu na poziom napięcia, w tabeli poniżej zestawiono liczby odbiorców, którzy pozbawieni zostali zasilania w energii elektryczną wskutek awarii. Przy czym liczby górne (większe) określają odbiorców zarówno na wysokim, średnim oraz niskim napięciu, którzy pozbawieni zostali energii elektrycznej wskutek awarii urządzeń bądź sieci wysokiego lub średniego napięcia. Dolne liczby (mniejsze) przedstawiają odbiorców na niskim napięciu, którzy pozbawieni zostali energii elektrycznej wskutek awarii urządzeń bądź sieci niskiego napięcia. Ponadto, przedstawione w tabeli dane uzupełniono średnim czasem trwania przedmiotowych awarii.

	Grudzień 2009 r.		Styczeń 2010 r.	
	liczba odbiorców	średni czas trwania awarii	liczba odbiorców	średni czas trwania awarii
WN/SN	198 971 (53%)*	61 min.	319 770 (44%)	85 min.
nN	11 398 (23%)	1,96 godz.	14 145 (25%)	1,97 godz.

* Wartości wyrażone w % określają udział, jaki w podanej liczbie stanowią odbiorcy, dla których przywrócono zasilanie do jednej godziny.

W przypadku sieci średniego i wysokiego napięcia najczęściej awariom ulegały linie kablowe, natomiast awaryjność linii napowietrznych uplasowała się na drugim miejscu. Inaczej jest w przypadku sieci niskiego napięcia, gdzie stany awaryjne najczęściej powstawały w wyniku przepalenia się bezpieczników, na drugim miejscu uplasowała się awaryjność przewodów napowietrznych, a dopiero odpowiednio na trzecim i czwartym miejscu osprzętu liniowego oraz kabli. Z materiału dowodowego wynikało jednocześnie, że w odniesieniu do sieci elektroenergetycznej wysokiego i średniego napięcia (WN/SN), w grudniu 2009 r. liczba awarii była mniejsza o 36,5% od średniej 2009 r. Natomiast w styczniu 2010 r., liczba awarii była mniejsza o 26,9% od średniej 2009 r. Biorąc pod uwagę awaryjność sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia VDP wskazał, że w grudniu 2009 r. kształtowała się na poziomie średniej 2009 r. W styczniu 2010 r. nastąpił wzrost liczby awarii o 14% w odniesieniu do średniej z roku ubiegłego. VDP wyjaśnił, że spowodowane to było głównie zwarciami i uszkodzeniami przewodów napowietrznych nN, będącymi następstwem opadających z dachów budynków mieszkalnych sopli oraz śniegu.

Odnosząc się do zagadnienia działań zaradczych i zapobiegawczych, VDP wskazał poprawę bezpieczeństwa i niezawodności eksploatowanej przez siebie sieci dystrybucyjnej jako największy priorytet. Przedsiębiorstwo to wyjaśniło, że w ostatnich latach znacznie zwiększyło nakłady na zarządzanie wegetacją, badania diagnostyczne kabli SN, wymianę awaryjnych kabli z polietylenu niesieciowanego oraz liczne inwestycje związane z przebudową linii napowietrznych średniego napięcia na sieci typu PAS (napowietrzne linie średniego napięcia z przewodami izolowanymi). VDP zwrócił również uwagę na systematycznie prowadzoną w obrębie sieci niskiego napięcia wymianę przewodów gołych na przewody izolowane typu NLK, co przyczynia się do wyraźnego spadku liczby awarii spowodowanych wpływem niekorzystnych warunków atmosferycznych, zwłaszcza w okresach zimowych, w których występuje spadanie sopli i śniegu z dachów budynków na gołe przewody sieci.

Po dokonaniu analizy uzyskanych od VDP wyjaśnień i informacji, nie stwierdzono nieprawidłowości, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 10 (brak utrzymywania w należyтым stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń) ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 56 ust. 1 pkt 12 tej ustawy (brak przestrzegania obowiązków wynikających z koncesji).

Odnotowane ekstremalne warunki pogodowe (sadź) występujące na obszarach województw śląskiego i małopolskiego na przełomie lat 2009–2010 nie spowodowały nasilenia się awarii w sieci dystrybucyjnej VDP. Powyższe zjawisko atmosferyczne występowało w różnym stopniu nasilenia, przy czym prawdopodobnie większość sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego znalazła się poza jego oddziaływaniem. Niemniej nie można wykluczyć, że niektóre odcinki sieci zostały wyeksponowane na działanie sady, lecz zastosowana technologia linii napowietrznych średniego napięcia typu PAS (charakteryzująca się małą awaryjnością przy bezpośrednim zetknięciu przewodów z mokrymi gałęziami drzew, a nawet upadkiem na nie całych drzew) pozwoliła uniknąć awarii oraz związanych z nimi przerw w dostarczaniu odbiorcom energii elektrycznej.

W okresie 2009–2010 **Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą Gdańsku** dokonał monitoringu wystąpienia awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej, a w konsekwencji stanu infrastruktury elektroenergetycznej w stosunku do ENERGA – OPERATOR SA z siedzibą w Gdańsku dla całego obszaru działania tegoż operatora. Przeprowadzony monitoring wykazał, iż na terenie działania oddziału nie wystąpiło nasilenie awarii urządzeń i sieci elektroenergetycznych. Natomiast nasilenie awarii nastąpiło na terenie oddziału dystrybutora w Kaliszu i w Płocku. Stosowne informacje zostały przekazane innym oddziałom terenowym, właściwym ze względu na miejsce powstawania ww. zdarzeń.

W grudniu 2009 r. i styczniu 2010 r. w **Południowo-Zachodnim Oddziale Terenowym URE z siedzibą we Wrocławiu** dokonano analizy awarii urządzeń oraz sieci elektroenergetycznych należących do EnergiaPro SA z siedzibą we Wrocławiu oraz Przedsiębiorstwa Energetycznego „ESV” SA z siedzibą w Siechnicach działających na terenie województw dolnośląskiego i opolskiego Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.

Na obszarze działania ESV wystąpiły w badanym okresie dwie awarie powodując wyłączenie zasilania linii kablowej i pozbawienie zasilania odpowiednio 93 i 71 odbiorców. Pierwsza trwała 130 minut, druga 675 minut. Powyższe awarie nie miały związku z nasileniem awarii wynikającym ze złych warunków atmosferycznych. W odniesieniu do wymienionych awarii nie odnotowano również skarg odbiorców.

Na obszarze działalności EnergiiPro w grudniu 2009 r. odnotowano ponad 300 awarii w sieci średnich i wysokich napięć, natomiast w styczniu 2010 r. ponad 700 awarii w sieci średnich i wysokich napięć. Duża ilość awarii miała związek z uszkodzeniami linii energetycznych (opadające gałęzie, drzewa przewracające się na linie, doziemienia odcinków linii przez oparte o nie drzewa), czego skutkiem były uszkodzenia przewodów, izolatorów oraz w najgorszych przypadkach słupów. Przyczyną awarii były także warunki atmosferyczne przejawiające się oblodzeniem elementów linii napowietrznych, drzew, oraz w obszarach podgórskich sady o znacznej grubości, co szczególnie podczas silnych wiatrów skutkowało łamaniem gałęzi i całych drzew, przewracaniem i pochylaniem się drzew na linie, przez co dochodziło do zrywania przewodów, łamania żerdzi słupów, uszkodzeń konstrukcji. EnergiaPro poza zapobieganiem wyłączeniom jest również przygotowana organizacyjnie do usuwania awarii. W przypadku awarii masowych EnergiaPro korzysta z pomocy firm zewnętrznych i jednostek Straży Pożarnej.

W 2009 r. na obszarze działania **Południowo-Wschodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Krakowie** pozyskano informacje dotyczące awarii i następnie napraw sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie (poprzednio: PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o. z siedzibą w Rzeszowie), które miały miejsce w październiku 2009 r. Początkowo awarie dotyczyły 33 linii średniego napięcia (SN) oraz 326 stacji transformatorowych SN/nN zlokalizowanych na terenie 11 Rejonów Dystrybucji, najmocniej dotykając odbiorców z rejonów Rzeszów-Teren, Sanok i Mielec.

Awarie i uszkodzenia sieci były spowodowane: opadami śniegu oraz silnym wiatrem, spadającymi gałęziami drzew, złamaniem słupów (w tym nowych), zerwaniem przewodów; uszkodzenia spowodowały brak dostaw energii odbiorcom w okresie tygodnia. W usuwaniu awarii brały udział 204 brygady sieciowe i pogotowia energetycznego przedsiębiorstwa (673 osoby) oraz 27 brygad sieciowych (181 osób) z firm zewnętrznych. Wraz z rozwojem sytuacji 14 października 2009 r. wyłączonych było sześć linii wysokiego napięcia (WN) oraz 178 linii SN o łącznym czasie trwania 2 209 godzin. Liczba odbiorców pozbawionych zasilania zmieniała się w sposób dynamiczny i dla wyłączeń powyżej trzech minut wynosiła ok. 212 600, przy czym w pierwszej dobie awarii wynosiła ok. 79 300, drugiej – 15 900, trzeciej – 5 700 i czwartej – 3 580, a w piątej i następnych spadła do przypadków incydentalnych (pojedynczych), mających miejsce na rozległym, górzystym terenie. Dla tej awarii jej przebieg można podsumować następująco:

uszkodzone linie 110kV (WN)	6 szt.
uszkodzone linie SN	178 szt.
liczba stacji SN/nN pozbawionych napięcia	326 szt.
liczba odbiorców pozbawionych zasilania	212 tys.

Z kolei, w 2010 r. na obszarze działania Południowo-Wschodniego Oddziału Terenowego URE miały miejsce poważne zimowe awarie sieci dystrybucyjnych przedsiębiorstwa ENION SA. W styczniu i lutym 2010 r. uzyskano żądane informacje i dokumenty dotyczące długotrwałych (katastrofalnych) przerw w dostawach energii elektrycznej, które miały miejsce w styczniu 2010 r. na znacznym obszarze woj. małopolskiego (przede wszystkim teren Jury Krakowsko-Częstochowskiej).

W pierwszym okresie masowych awarii, główną przyczyną ich powstawania były drzewa łamiące się pod naporem marznącego deszczu i mokrego śniegu. Spowodowały one uszkodzenia przewodów i słupów sieci WN, SN, nN oraz stacji napowietrznych SN/nN.

W związku z wystąpieniem następujących warunków atmosferycznych: opadów marznącego deszczu, utrzymującymi się przez kilkanaście dni opadami śniegu, występowaniem mrozu, występowaniem oblodzenia i przyrostu sadzi – następowało łamanie się drzew, konarów oraz łamanie i skręcanie się słupów trakcji elektroenergetycznej. Wystąpiły znaczne problemy w zakresie funkcjonowania infrastruktury energetycznej i dostaw energii elektrycznej odbiorcom końcowym z terenu północnej części woj. śląskiego i woj. małopolskiego. Skala i zakres zjawiska skutkowały wprowadzeniem zakazu wstępu do lasów – wydanym przez organy zarządzające lasami – z uwagi na duże zagrożenie wywracającymi się drzewami.

W konsekwencji, w krytycznym momencie, tj. 10 stycznia 2010 r., stan szkód przedstawiał się następująco:

uszkodzone linie 110kV (WN)	31 szt.
liczba stacji 110kV/SN pozbawionych napięcia	13 szt.
uszkodzone linie SN	148 szt.
liczba stacji SN/nN pozbawionych napięcia	2 313 szt.
liczba odbiorców pozbawionych zasilania	112 tys.

W wyniku podjętych działań do 31 stycznia do godz. 18:00 przywrócono dostawy energii elektrycznej do wszystkich odbiorców z terenu woj. małopolskiego i śląskiego.

Linie napowietrzne, które uległy awarii, były oddane do eksploatacji w latach 1960–1992. Bardzo niewielka część tych linii była poddana modernizacji w latach 1981, 1986, 1993, 1996, 2003. Jak wskazało przedsiębiorstwo, w odniesieniu do całego 2008 r., liczba wówczas uszkodzonych słupów wynosiła 111 dla linii SN i 379 dla linii nN. W styczniu 2010 r. liczby te wynosiły odpowiednio: 1 365 uszkodzonych słupów SN i 640 dla linii nN.

	I-XII 2008 r.	I 2010 r.
liczba uszkodzonych słupów SN	111 szt.	1 365 szt.
liczba uszkodzonych słupów nN	379 szt.	640 szt.

W szczytowym okresie przy usuwaniu skutków awarii pracowało ponad 1 500 osób oraz około 600 jednostek specjalistycznego sprzętu ciężkiego, tj. podnośniki, pojazdy terenowe, koparki, dźwigi, świdrostawiacze i skutery śnieżne. W likwidacji szkód brali udział pracownicy wszystkich oddziałów przedsiębiorstwa, brygady remontowe z innych spółek energetycznych (np. EnergiaPro, VDP, PGE) oraz firmy zewnętrzne wynajęte w tym celu przez ENION SA. Brygady naprawcze pracowały w trybie awaryjnym, w maksymalnie wydłużonym czasie pracy. Prace trwały całodobowo, w wielozmianowym trybie. Warunki atmosferyczne były bardzo trudne: panowały minusowe temperatury (w dzień dochodzące do -15°C , w nocy okresowo do -25°C), wiał zimny wiatr i padał śnieg. W trakcie usuwania skutków awarii miały miejsce przypadki uszkodzenia nowo odbudowanych odcinków sieci.

Dokonywane podczas awarii wycinki *ad hoc*, w tym ilość tych wycinek i liczba zaangażowanych w nie osób (m.in. jednostki Państwowej i Ochotniczej Straży Pożarnej, jednostki samorządu terytorialnego i mieszkańcy terenów objętych awariami) wskazywały, że w wielu przypadkach linie napowietrzne nie były w należyty sposób zabezpieczone przed upadającymi konarami drzew. Brak było wycinek zapobiegawczych, w tym także na terenach łatwo dostępnych dla ludzi i sprzętu, np. w pasach drogowych. W obszarze objętym największym zasięgiem szadzi wycinka była dokonywana już w trakcie zaistnienia awarii. Wyżej opisane działania wspierali także mieszkańcy terenów pozbawionych dostaw energii elektrycznej oraz wojsko. Ponadto, na terenach gdzie brak dostaw był szczególnie dotkliwy, samorzady (w tym starostwa powiatowe) zabezpieczały dostęp do agregatów prądotwórczych. Z uwagi na szczególnie trudną sytuację odbiorców, zaistniała konieczność awaryjnego zasilania agregatami prądotwórczymi, których zakup ENION SA sfinansował jedynie w części. W czasie trwania awarii, gminy poniosły koszty rzędu nawet 60-120 tys. zł (np. gmina Niegowa i gmina Janów – woj. śląskie).

31 grudnia 2010 r., decyzją DPE-451 -55(11)/2717/2010/UA, Prezes URE nałożył na przedsiębiorstwo energetyczne ENION SA milion zł kary pieniężnej za niewywiązywanie się z obowiązku utrzymywania w należytych stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń oraz z tytułu naruszenia warunków posiadanej koncesji na dystrybucję energii elektrycznej zobowiązujących przedsiębiorstwo do utrzymywania obiektów, instalacji i urządzeń w należytych stanie technicznym, umożliwiającym przesyłanie energii w sposób ciągły i niezawodny. W ramach ww. postępowania, zostały wykorzystane wyniki wizji lokalnej w 26 miejscowościach województwa małopolskiego, która została przeprowadzona przez pracowników Południowo-Wschodniego Oddziału Terenowego URE celem zobrazowania przeciętnego stanu sieci ukaranego przedsiębiorcy na terenach nieurbanizowanych.

Analizy prowadzone przez **Północno-Zachodni Oddział Terenowy URE z siedzibą w Szczecinie**, w których uwzględniono przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną i przewidywany wzrost mocy dyspozycyjnej na terenie województw zachodniopomorskiego i lubuskiego pozwalają na stwierdzenie, iż zapewnienie generacji na wymaganym poziomie nie jest zagrożone. Aktualnie system elektroenergetyczny na terenie województw zachodniopomorskiego i lubuskiego pracuje w stanach normalnych bez zakłóceń. Problemy powstają w przypadkach występowania warunków nietypowych, przekraczających znacznie wartości statystyczne. Taką sytuacją są np. pojawiające się sporadycznie silne wiatry, które powodują przewracanie się drzew na linie napowietrzne. Nawet prawidłowo przeprowadzona wycinka wokół linii nie zapobiegnie takim uszkodzeniom linii. Innym czynnikiem powodującym olbrzymie zniszczenia jest ciężki, świeży śnieg przy temperaturze powietrza w pobliżu 0°C . Taki śnieg wystąpił w nocy 7/8 kwietnia 2008 r. Wówczas nastąpił całkowity blackout Szczecina. Po tej awarii przedsiębiorstwa elektroenergetyczne podjęły szereg działań mających na celu zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia takich zdarzeń.

Aktualny stan sieci przesyłowej w warunkach normalnych pozwala na wymagany przesył energii elektrycznej. Jednak w przypadkach awaryjnych w obecnej sytuacji sieć ta nie zapewnia wystarczającego zasilania aglomeracji szczecińskiej. Istnieje konieczność rozbudowy sieci przesyłowej.

Plany rozbudowy sieci przesyłowej na terenie województw zachodniopomorskiego i lubuskiego uwzględniają potrzeby niezawodnego przesyłu energii elektrycznej. Po rozbudowie sieć będzie miała lepszą przepustowość i przede wszystkim niezawodność.

Rozwój sieci dystrybucyjnej, podobnie jak rozwój sieci przesyłowej, natrafia na podobne przeszkody. Zalecenia poawaryjne zostały częściowo zrealizowane, a pozostałe uwzględniono w planach rozbudowy sieci.

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 paliw gazowych lub energii, 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 ds. zarządzania ograniczeniami, stanowiące załącznik do rozporządzenia 1228/2003/WE. Prezes URE monitoruje realizację tego obowiązku uczestnicząc w pracach ERGEG⁵⁾, dotyczących opracowania raportu w sprawie zgodności z wyżej wymienionym rozporządzeniem (*Compliance Monitoring Report*). Ponadto w ramach regionalnych inicjatyw energetycznych ERGEG (*ERGEG Electricity Regional Initiatives*) przedstawiciele regulatorów przygotowują raporty z monitorowania wdrożenia przez operatorów systemów przesyłowych odpowiednio: Raportu w Sprawie Przejrzystości w Państwach Rynku Północnego (*ERGEG NE ERI Transparency Monitoring Report*) oraz Raportu w Sprawie Przejrzystości w Państwach Europy Środkowo-Wschodniej (*ERGEG CEE ERI Transparency Monitoring Report*).

Polski operator systemu przesyłowego udostępnia informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na swojej stronie internetowej (www.PSE-Operator.pl) oraz stronie internetowej Biura Aukcyjnego w Pradze (obecnie Freising, ww.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,
- liczba uczestników biorących udział w aukcji,
- liczba 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.

⁵⁾ ERGEG – Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu.

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 krajowego systemu elektroenergetycznego odbywa się przy pomocy *Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami* (SOWE).

Przygotowany w 2008 r. raport dotyczący zgodności stosowania przepisów rozporządzenia 1228/2003/WE (*Compliance Monitoring Report*, 2008, www.energy-regulators.eu) wykazał pewne odstępstwa od obowiązków zawartych w wytycznych ds. zarządzania ograniczeniami w odniesieniu do połączeń synchronicznych, dotyczące głównie realizacji obowiązku przekazywania informacji dotyczących funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Zmiana IRiESP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, która została zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 19 listopada 2008 r. i weszła w życie 1 stycznia 2009 r., wyeliminowała odstępstwa w tym zakresie. PSE Operator SA publikuje także informacje o zasobach wytwórczych krajowego systemu elektroenergetycznego:

- 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.

Od połowy 2010 r. publikowany jest także wyciąg z Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2015, natomiast od połowy lutego 2011 r. informacje o przewidywanym popycie i produkcji także w trybie dnia bieżącego.

2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych

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 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).

2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej

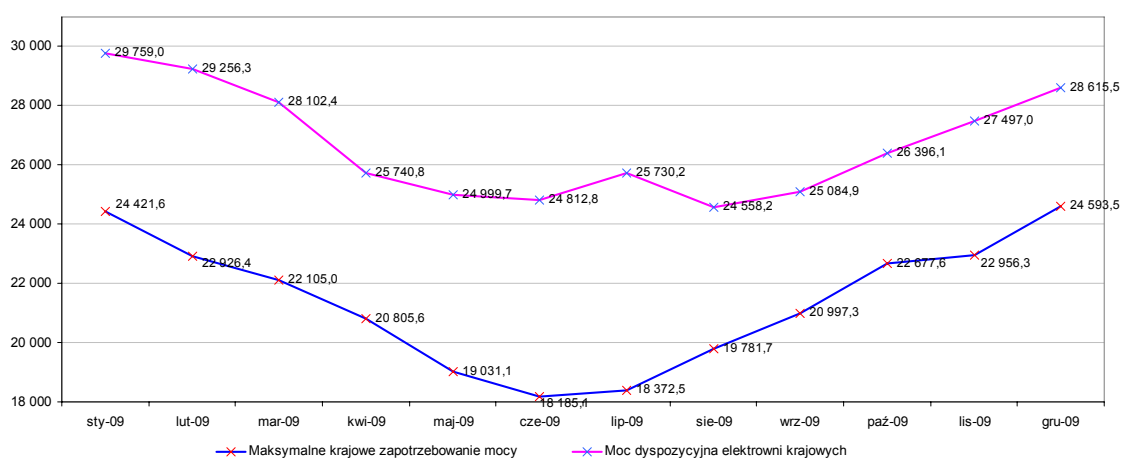
Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii zostało zdefiniowane w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, jako zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych.

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.

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu jest jednym z zadań Prezesa URE, wynikającym z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne. Bezpieczeństwo 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 w 2009 r. wielkość mocy zainstalowanych utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie, przekraczając 35 GW. W relacji mocy dyspozycyjnych do zapotrzebowania na moc odnotowano na przestrzeni 2009 r. sytuację stabilną (rys. 4.).

Rysunek 4. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie mocy w wieczornym szczycie zapotrzebowania na moc w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu



Źródło: PSE Operator SA.

W KSE występowała nadwyżka mocy dyspozycyjnych na poziomie wystarczającym, aby zapewnić bezpieczne pokrywanie zapotrzebowania. Z tego punktu widzenia istotna jest także struktura

nadwyżki mocy, jak również ubytki mocy spowodowane awariami jednostek wytwórczych. Rezerwa mocy zwiększyła się w 2009 r. – licząc rok do roku – o ok. 30% w stosunku do 2008 r. Szczególny wzrost rezerw mocy nastąpił w źródłach ciepłych. Pozytywną tendencją charakteryzowały się także ubytki mocy spowodowane awaryjnością jednostek wytwórczych, mianowicie zmniejszyły się one o ok. 18%.

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

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych przedstawiono w tabeli 5.

Tabela 5. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2010 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2009 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2009	2010	dynamika*	2009	2010	dynamika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	35 594	35 756	100,46	35 243	35 509	100,75
elektrowni zawodowych, w tym:	32 473	33 304	102,56	32 460	32 382	99,76
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	30 259	30 083	99,42	30 168	30 085	99,72
- na węglu kamiennym	20 512	20 377	99,34	20 396	20 351	99,78
- na węglu brunatnym	8 978	8 772	97,71	9 013	8 817	97,83
- gazowych	769	934	121,46	759	917	120,82
elektrowniach zawodowych wodnych	2 214	2 221	100,32	2 292	2 297	100,22
elektrowniach przemysłowych	2 484	2 486	100,08	2 169	2 173	100,18
źródeł odnawialnych	637	966	151,65	614	953	155,21
JWCD	25 635	25 429	99,20	25 615	25 419	99,23
nJWCD	9 959	10 327	103,70	9 628	10 090	104,80

* 2010 r. /2009 r., gdzie 2009 r. =100

Źródło: PSE Operator SA.

W 2010 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 405,3 MW i wzrosło o ponad 3,8%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 448,9 MW i wzrosło o prawie 3,5% w stosunku do 2009 r. Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w 2010 r. zostały przedstawione w tabeli 6.

Tabela 6. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2009–2010

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2009	2010	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	34 830,7	35 537,5	102,03
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 684,2	26 136,0	97,95
Zapotrzebowanie na moc**	20 620,7	21 405,3	103,80
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	24 593,5 2009.12.21	25 448,9 2010.01.26	103,48
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	4 861,2	3 586,3	73,77
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	16 999,4 2009.07.10	17 872,4 2010.06.25	105,14
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	6 973,9	4 936,8	70,79

* 2010 r. /2009 r., gdzie 2009 r. =100.

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

Źródło: PSE Operator SA.

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 nadal kontynuowana w 2010 r. Taka sytuacja może mieć znaczenie dla wielkości mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego, a także dla wielkości niezbędnych rezerw mocy.

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

2.5.1. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w 2008 r. i 2009 r. przez OSP i OSD⁶⁾

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa (art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) na okresy nie krótsze niż trzy lata (art. 16 ust. 2 – Prawo energetyczne) 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 (art. 16 ust. 2a – Prawo energetyczne). Projekty planów podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem tych, 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.

Uzgadnianie przez Prezesa URE projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych jest jednym z podstawowych instrumentów regulacji działalności tych przedsiębiorstw. Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa.

W ramach procesu uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, plany te są weryfikowane m.in. w zakresie uwzględnienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego 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 projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych są plany inwestycyjne dotyczące przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju oraz przewidywany sposób ich finansowania. Wynika to z faktu, że plany te dotyczą przedsięwzięć charakteryzujących się znaczną kapitałochłonnością. Wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa oraz jego odbiorców. Mają one bezpośrednie przełożenie na ustalenie poziomu niezbędnych przychodów, a więc przyszłych taryf przedsiębiorstw. W związku z powyższym informacje pochodzące z projektów planów rozwoju, dotyczące w szczególności planowanego sposobu finansowania inwe-

⁶⁾ Na podstawie analizy planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

stycji, wykorzystywane są również w procesie zatwierdzania taryf opracowywanych przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne. Uzgodnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf. Zaznaczenia wymaga, iż ze względu na charakter inwestycji sieciowych, 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.

Poziom nakładów inwestycyjnych siedmiu OSD (którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności) oraz OSP, który został uwzględniony w taryfach przedsiębiorstw w 2010 r. i 2011 r., przedstawia tab. 7. W tabeli został również przedstawiony poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w 2009 r.

Tabela 7. Nakłady inwestycyjne siedmiu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2009 [mln zł]	Plan 2010 [mln zł]	Plan 2011 [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	4 148	4 529	5 604

Źródło: URE.

2.5.1.1. Operator systemu przesyłowego

Istotnym elementem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest wielkość przepustowości sieci elektroenergetycznych oraz ich stan techniczny. Dlatego niezmiernie istotne są przede wszystkim inwestycje realizowane przez operatora systemu przesyłowego w zakresie krajowej sieci przesyłowej, które służą realizacji dwóch podstawowych celów: zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zwiększaniu swobody handlu energią elektryczną, w tym także na wspólnym rynku (połączenia międzysystemowe). OSP podejmuje decyzje inwestycyjne na podstawie prowadzonych cyklicznie analiz i ocen kryteriów technicznych, dotyczących m.in. niezawodności i jakości dostaw oraz ocen efektywności planowanych przedsięwzięć.

W grudniu 2009 r. Prezes URE uznał za uzgodniony, w zakresie 2010 r., projekt planu rozwoju PSE Operator SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025, z uwagi na przedstawienie szczegółowego harmonogramu realizacji zadań inwestycyjnych jedynie na 2010 r.

W grudniu 2010 r. Prezes URE uznał za uzgodniony, w zakresie 2011 r., projekt aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025.

Kierunki rozbudowy sieci przesyłowej ujęte w aktualizacji planu rozwoju przedstawionej przez Operatora systemu przesyłowego były zbieżne z poprzednią edycją projektu planu rozwoju. Zmiany dotyczyły w większości zamierzeń związanych z przyłączeniem nowych źródeł wytwórczych do sieci, zarówno jednostek konwencjonalnych, jak i OZE, które wynikały ze zmiany planów inwestorów planujących budowę źródeł wytwórczych.

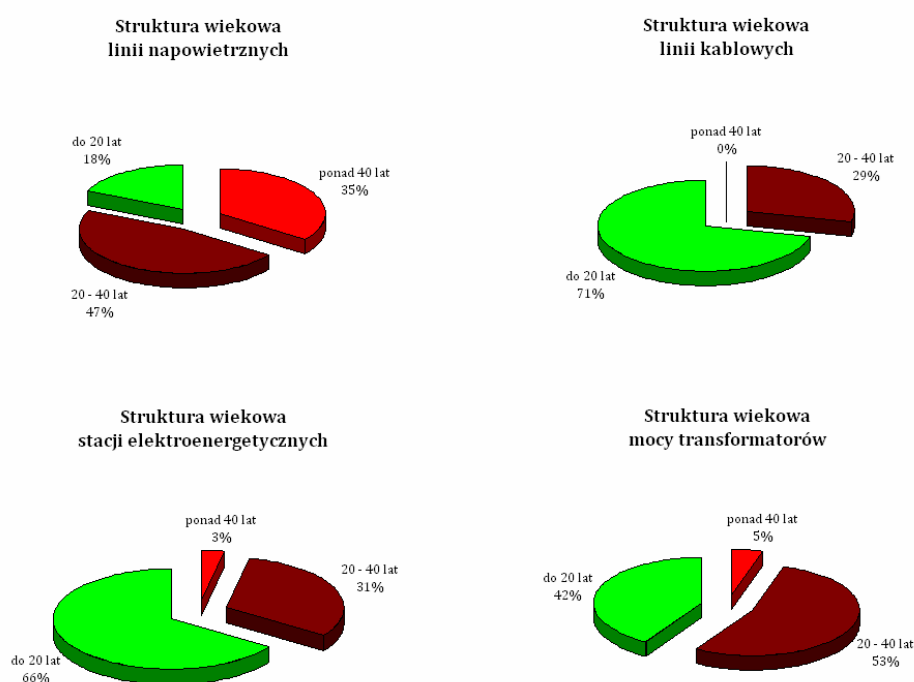
Żałowano, iż uzgodnienie ww. projektu aktualizacji planu rozwoju PSE Operator SA na kolejne lata nastąpi w pierwszej połowie 2011 r., tj. po przekazaniu przez przedsiębiorstwo raportu z wykonania za 2010 r.

Majątek spółki

Na koniec 2009 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieci przesyłowej PSE Operator SA wchodziło: 13 349 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 33 km linii napowietrznych o napięciu 110 kV,
 - 19 km linii kablowych o napięciu 110 kV,
 - 7 920 km linii napowietrznych o napięciu 220 kV,
 - 1 km linii kablowych o napięciu 220 kV,
 - 5 261 km linii napowietrznych o napięciu 400 kV,
 - 114 km linii napowietrznych o napięciu 750 kV,
- oraz 99 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć i 40 423 MVA mocy transformatorów.

Rysunek 5. Struktura wiekowa linii i urządzeń



W wyniku prowadzonych inwestycji sieciowych w 2009 r. uzyskano następujące przyrosty zdolności produkcyjnych: 354 km linii napowietrznych o napięciu 400 kV, 730 MVA mocy transformatorów NN/110 kV oraz 350 Mvar mocy urządzeń kompensujących moc bierną.

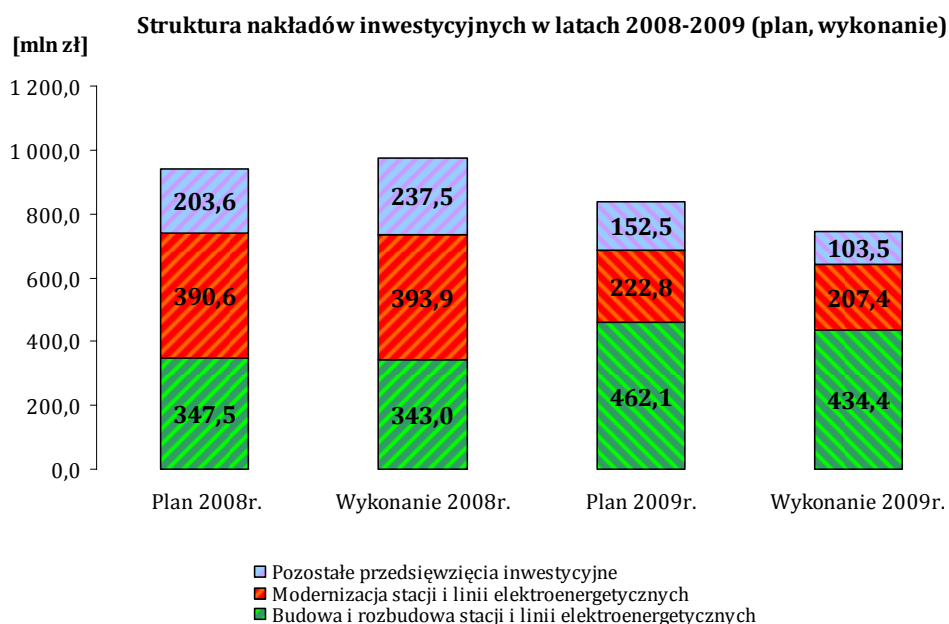
Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie w 2008 r. wynosiły 942 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 974 mln zł, co stanowiło 103% zakładanego planu.

Z uwagi, iż planowane nakłady inwestycyjne PSE Operator SA nie uwzględniały nabycia linii wschodnich od PGE Polska Grupa Energetyczna SA, faktyczne wykonanie planu wynosi 88%.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie w 2009 r. wynosiły 837 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 745 mln zł, co stanowiło 89% zakładanego planu.

Rysunek 6. Struktura nakładów inwestycyjnych w latach 2008–2009 (plan, wykonanie)



Projekty inwestycyjne w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych

W 2009 OSP zakończył następujące inwestycje:

- Budowa linii 400 kV od stacji Ostrów do linii Rogowiec – Trębaczew,
- Zainstalowanie ATR 400/220 kV 500 MVA w SE Krajnik.

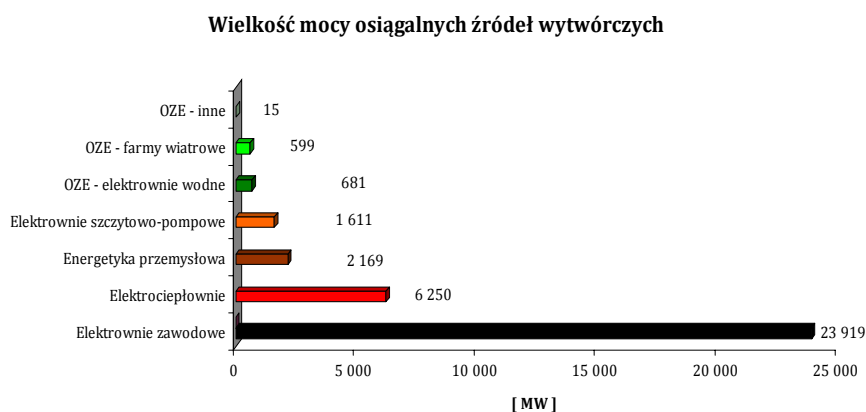
W trakcie realizacji (bez inwestycji w fazie przedinwestycyjnej) znajdują się następujące inwestycje:

- Rozbudowa i modernizacja węzła Łagisza,
- Budowa 2-torowej linii 400 kV Kromolice – Pątnów,
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Trębaczew,
- Zainstalowanie drugiego TR 400/110 kV w stacji Płock,
- Budowa rozdzielni 400 kV w stacji Morzyczyn,
- Budowa linii 400 kV Ostrów – Plewiska,
- Sprzęganie sieci 400 kV i 220 kV w stacjach elektroenergetycznych – Gdańsk I, Buczyna,
- Powiązanie systemów elektroenergetycznych 400 i 220 KV poprzez budowę połączenia 400 kV od stacji – 400/110 kV Pasikurowice do istniejącej linii 220 kV Świebodzice – Klecina,
- Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Moszczenica.

Moc osiągalna źródeł wytwórczych

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2009 r. wynosiła 35 243 MW. Udział mocy oraz strukturę źródeł wytwarzania przedstawia poniższy rys. 7.

Rysunek 7. Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych



2.5.1.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (siedmiu OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności

W grudniu 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, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności.

Analogicznie jak w przypadku operatora systemu przesyłowego, uzgodnienie ww. projektów planów rozwoju na kolejne lata planowane jest w pierwszej połowie 2011 r. po przekazaniu przez przedsiębiorstwa raportów z wykonania za 2010 r.

Do oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju siedmiu OSD, wykorzystano nową metodologię, która została opracowana w ramach projektu finansowanego z funduszy Unii Europejskiej.

Etapy kompleksowej oceny Projektów Planów Rozwoju Operatorów Systemów Dystrybucyjnych:

Etap I

Opracowanie wytycznych dla sporządzania planów rozwoju (realizacja: URE).

W ramach projektu Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii” został wykonany projekt pn. „Przeprowadzenie badań oraz opracowanie i opublikowanie metodologii oceny przedsięwzięć inwestycyjnych energetycznych przedsiębiorstw sieciowych”. W wyniku ponad rocznych prac została opracowana nowa metodologia oceny projektów planów rozwoju, która została zastosowana w trakcie procesu uzgodnienia projektów planów rozwoju.

Zostały również przekazane przez Prezesa URE wytyczne do tworzenia planów rozwoju. Operatorzy systemów dystrybucyjnych opracowali projekty planów rozwoju w nowym układzie, co umożliwiło wdrożenie nowej metodologii.

Etap II

1. Przygotowanie dokumentów Projektów Planu Rozwoju (realizacja: OSD)

- Zrównoważona Karta Wyników („ZKW”), plan marketingowy, dochód do dyspozycji,
- Plan finansowy poszczególnych OSD dla określenia szacunkowego budżetu inwestycji,
- Plan inwestycji (ilość i wartość inwestycji).

2. Ocena i uzgodnienie Planów Rozwoju (realizacja: URE)

- **poziom I** – weryfikacja planu finansowego OSD pod kątem wartości planowanych inwestycji, Kontrola planu finansowego miała na celu identyfikację realności przyjętych nakładów inwestycyjnych, w szczególności realności sfinansowania przedstawionego w ramach projektu

planu rozwoju budżetu inwestycji. W tym celu analizie zostały poddane przepływy pieniężne z działalności operacyjnej, inwestycyjnej oraz finansowej,

- **poziom II** – weryfikacja planu inwestycyjnego pod kątem jednostkowych nakładów inwestycyjnych oraz zakresu planowanych inwestycji (ewentualna korekta budżetu inwestycji, lub ewentualna korekta celów ZKW dla OSD).

Weryfikacja planowanych jednostkowych stawek inwestycji dokonana została na podstawie danych za okres 2008–2010 oraz statystyki specyfiki danych poszczególnych OSD na tle grupy (wszystkich OSD) przy wykorzystaniu opracowanych narzędzi statystycznych.

Etap III

Roczna analiza odchyłeń wykonania od planu (realizacja: komórki organizacyjne Urzędu)

- odchylenia zakresu,
- odchylenia nakładów inwestycyjnych.

Analiza rzeczowo-finansowa wykonania wielkości planowanych możliwa będzie po przekazaniu raportów z wykonania za 2010 r. sporządzonych w tym samym układzie w jakim został opracowany plan rozwoju.

Plany inwestycyjne przedsiębiorstw dystrybucyjnych w najbliższych latach zmierzają w kierunku dynamicznego rozwoju i modernizacji infrastruktury sieciowej. Podyktowane jest to potrzebą wzmocnienia i rozbudowy sieci w celu przyłączania nowych odbiorców i nowych źródeł w szczególności OZE, jak również modernizacją istniejącego majątku. Planowany przez OSD w kolejnych latach wzrost środków na inwestycje sieciowe wpisuje się w założenia Polityki energetycznej Polski, jednakże istnieje obawa o możliwości wykonania zakładanych przez przedsiębiorstwa planów. Obawy te pojawiają się w kontekście: pozyskania finansowania zewnętrznego, istniejących barier formalno-prawnych w prowadzeniu inwestycji sieciowych.

W 2010 r. zostały również przekazane do Prezesa URE dwa projekty planów rozwoju oraz jedna aktualizacja planu rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych prowadzących działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym. Prezes URE w 2010 r. uzgodnił dwa projekty planu rozwoju w tym jeden przekazany w 2009 r. oraz jedną aktualizację planu rozwoju.

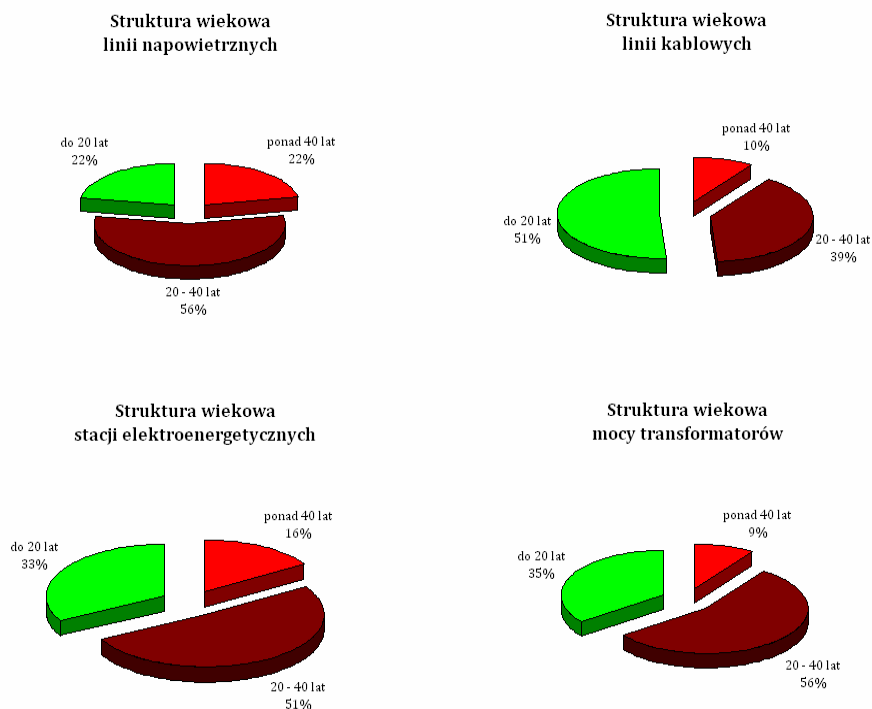
Majątek spółek

Na koniec 2009 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych wchodziło: 729 951 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 28 643 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV,
- 122 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV,
- 224 557 km linii napowietrznych SN,
- 62 600 km linii kablowych SN,
- 288 767 km linii napowietrznych nN,
- 125 262 km linii kablowych nN,

oraz 242 626 stacji elektroenergetycznych i 112 408 MVA mocy transformatorów.

Rysunek 8. Struktura wiekowa linii i urządzeń

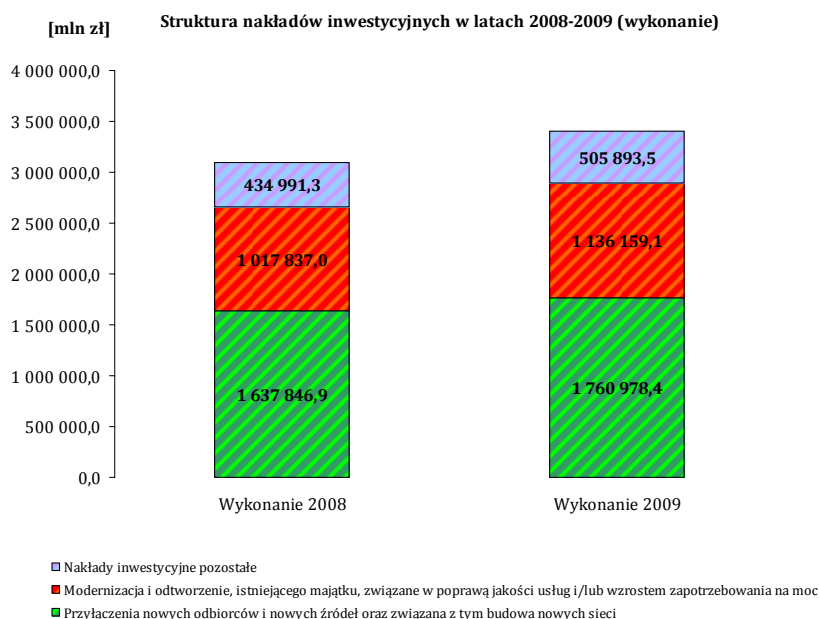


Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie w 2008 r. wynosiły 2 990 mln zł. Spółki zrealizowały nakłady w wysokości 3 091 mln zł, co stanowiło 103% zakładanego planu.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie w 2009 r. wynosiły 3 383 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 3 403 mln zł, co stanowiło 101% zakładanego planu.

Rysunek 9. Struktura nakładów inwestycyjnych w latach 2008–2009



Operatorzy systemów dystrybucyjnych w 2008 r. i 2009 r. przyłączyli do swoich sieci dystrybucyjnych źródła o łącznej mocy 366 MW, przeznaczając na ten cel środki w wysokości 12,6 mln zł. Szczegółową strukturę przyłączonych źródeł wytwórczych przedstawia tabela 8.

Tabela 8. Struktura przyłączonych źródeł wytwórczych

	Źródła OZE		Jednostki kogeneracyjne (inne niż OZE)		
	o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW	o mocy elektrycznej zainstalowanej wyższej niż 5 MW	o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW	o mocy elektrycznej zainstalowanej powyżej 1 MW	
Łączna moc przyłączeniowa [MW]	2008 r.	74,0	33,4	0	6,9
	2009 r.	118,4	117,8	0	15,6
Nakłady inwestycyjne [tys. zł]	2008 r.	1 994,2	796,5	0	133,5
	2009 r.	3 048,1	6 573,2	0	75,0

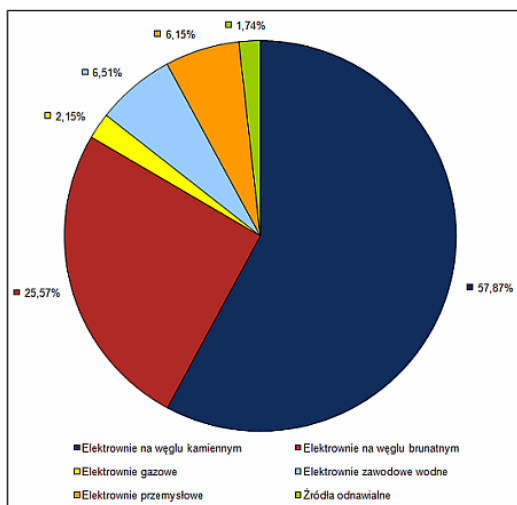
2.5.1.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym

Na dzień sporządzania niniejszego raportu, URE nie dysponuje wystarczającą ilością informacji, by dla tej grupy przedsiębiorstw przedstawić zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w 2008 r. i 2009 r. Niemniej obowiązek corocznego przekazywania raportów z wykonania w myśl art. 16 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, który wszedł w życie w 2010 r., powinien umożliwić przedstawienie takiej informacji w kolejnym raporcie.

2.5.2. Inwestycje w nowe moce wytwórcze

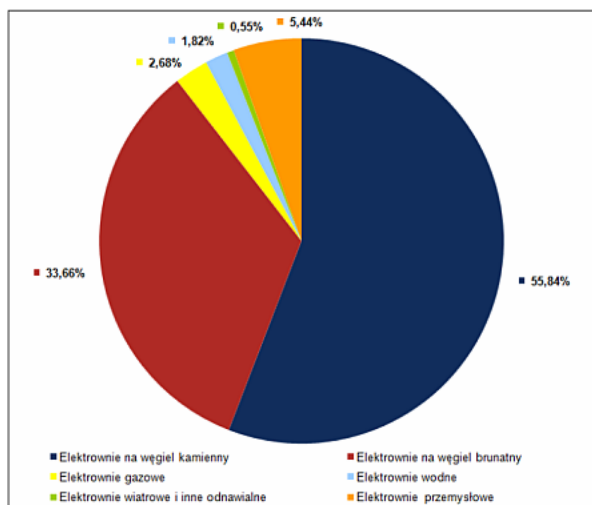
Produkcja energii elektrycznej od lat opiera się głównie na węglu kamiennym i brunatnym, które to paliwa mają pozostać w przyszłości głównymi nośnikami energii wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej. Charakterystyka tej sytuacji ujęta jest na rys. 10 i 11.

Rysunek 10. Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE stan na 31.12.2009 r.



Źródło: PSE Operator SA.

Rysunek 11. Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2009 r.



Źródło: PSE Operator SA.

Struktura mocy zainstalowanych w elektroenergetyce (bez OZE) ze względu na technologię produkcji (paliwo), w podziale na moce wprowadzone i wycofane z eksploatacji w 2009 r., zawarta jest w tab. 9 i 10.

Tabela 9. Moce zainstalowane oddane do eksploatacji w 2009 r.

Moce zainstalowane oddane do eksploatacji	[MW]
węgiel / ropa	12,7
Gaz	17,4
inne	1,9
Razem	32,0

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Tabela 10. Moce zainstalowane wycofane z eksploatacji w 2008 r.

Moce zainstalowane wycofane z eksploatacji	[MW]
węgiel / ropa	-75,9
Gaz	-4,7
inne	0,0
Razem	-80,6

Źródło: URE na podstawie danych ARE SA.

Nowym kierunkiem działań będzie wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej. Ta technologia produkcji energii, oprócz zalet w postaci braku emisji CO₂, pozwoli uzupełnić bilans energetyczny, uniezależnić się od typowych kierunków pozyskiwania surowców energetycznych, a co za tym idzie poprawić całościowo poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. Według założeń przyjętych w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* moce wytwórcze energii elektrycznej brutto [MW] w źródłach jądrowych będą wynosiły: 1 600 MW w 2020 r., 3 200 MW w 2025 r. i 4 800 MW w 2030 r.

Analiza stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych wykazuje, że w 2009 r. nastąpiła poprawa w zakresie poziomu mocy wytwórczych w stosunku do zapotrzebowania na moc w porównaniu do 2008 r. Awaryjne warunki pogodowe, jakie wystąpiły w 2009 r., spowodowane ekstremalnymi warunkami pogodowymi, unaocznily potrzebę rewizji procedur związanych z konserwacją oraz kontrolą stanu majątku sieciowego. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która daje Prezesowi URE wpływ na zapisy wszystkich części IRIESP, jak również dystrybucyjnych wychodzi naprzeciw takim działaniom.

Mówiąc o adekwatności systemu wytwarzania wobec zapotrzebowania na moc i energię elektryczną pamiętać trzeba o tym, że to spowolnienie gospodarcze, które rozpoczęło się pod koniec 2008 r., przyczyniło się do poprawy relacji na linii podaż-popyt na moc i energię elektryczną. Cały 2008 r. był rokiem zmagania się KSE z niedoborem mocy wytwórczych. Paradoksalnie kryzys gospodarczy poprawił bezpieczeństwo pracy KSE oraz dał cenny czas na budowę nowych mocy.

W odniesieniu do rynku energii elektrycznej w 2009 r. nie było zagrożenia niebilansowania popytu i podaży. Sytuacja ekonomiczna sektora wydaje się być stabilna, dając tym samym przedsiębiorstwom energetycznym środki niezbędne do realizacji zadań inwestycyjnych. W 2009 r. nie odnotowano istotnych opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych zarówno w nowe moce wytwórcze, jak i w sieci elektroenergetyczne, w tym w połączenia międzysystemowe. Nowym kierunkiem działań będzie wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej.

Podsumowując, w 2009 r. bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej nie było zagrożone.

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 Operator SA dokonywał zakupu usług systemowych niezbędnych do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE. W tym celu OSP zawarł na 2009 r. z wytwórcami dysponującymi Jednostkami Grafikowymi aktywnymi – JG_{wa} 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 Operator SA informacji uczestnikom rynku. Ocena dostępności tych informacji dokonywana jest m.in. przy okazji szerszych badań stanu przejrzystości rynku lub ich zgodności z rozporządzeniem 1228/2003 i prowadzona jest przez ERGEG. Powyższe zagadnienia zostały również opisane w części dotyczącej zasad zarządzania ograniczeniami systemowymi w wymianie międzysystemowej.

Na podstawie procedury zawartej w części ogólnej IRiESP, PSE Operator SA podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W 2009 r. część ogólna IRiESP nie podlegała zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Realizacja ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzana jest zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7. PSE Operator SA przygotował stosowne procedury na podstawie odpowiedniego rozporządzenia Ministra Gospodarki. Ze względu na fakt, że w 2009 r. i w 2010 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.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, PSE Operator SA zawierał z wytwórcami umowy o świadczenie usługi praca interwencyjna, zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej. By zapewnić odpowiednie standardy jakości i niezawodności pracy KSE, OSP zawierał z wytwórcami posiadającymi jednostki wytwórcze niebędące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi przez OSP (tzw. nJWCD) umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności tych jednostek, zapewniające wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE wielkości wytwarzania energii elektrycznej w określonych obszarach systemu elektroenergetycznego.

Na okoliczność wystąpienia ewentualnych stanów awaryjnych lub zakłóceńowych PSE Operator SA posiada umowy na dostawy awaryjne energii elektrycznej zawarte z operatorami systemu przesyłowego krajów sąsiadujących (Niemiec, Czech, Słowacji i Szwecji).

W wyniku działań podejmowanych przez OSP przez większość dni 2009 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.

PSE Operator SA w 2009 r. 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.

Kwestie sporne związane z niezawodnością oraz jakością dostarczania energii elektrycznej rozstrzygane są przez Prezesa URE. Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2009 r. znajdowały się na mniej więcej takim samym poziomie, jak w 2008 r. Podobnie jak rok wcześniej, nie wystąpiły ograniczenia spowodowane brakiem mocy, natomiast ograniczenia spowodowane awariami sieciowymi wyniosły 25,3 GWh i były większe o ok. 2 GWh w stosunku do poprzedniego roku. Energia niedostarczona z powodu ograniczeń dostaw stanowiła ok. 0,02% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. Można zatem uznać, że ograniczenia w jej dostawach nie stanowiły zagrożenia dla bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej do odbiorców. 4 lipca 2009 r. w zachodniej części KSE miała miejsce awaria, która wystąpiła na obszarze o znacznie obniżonej pewności zasilania z uwagi na niedostateczny rozwój sieci przesyłowej. Podstawowym zagrożeniem występującym na tym obszarze jest wysokie ryzyko utraty stabilności napięciowej. Zdarzeniem inicjującym awarię było zbliżenie przewodów roboczych ze znajdującymi się zbyt blisko drzewami, co doprowadziło do zwarć jednofazowych i w efekcie definitywnych wyłączeń linii.

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

W odniesieniu do elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego Prezes URE, przy użyciu dostępnych narzędzi regulacyjnych, prowadził działania nakierowane na ocenę wypełniania przez OSD obowiązków nałożonych na nich w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

4 lipca 2009 r. na terenie działania EnergiaPro SA miały miejsce awarie związane z wyłączeniami w sieciach najwyższych napięć. Ponadto u kilku OSD zanotowano zwiększoną ilość awarii w okresie letnim, co spowodowane było silnymi wichurami, jakie miały miejsce w tym okresie. W październiku 2009 r. odnotowano znaczne problemy z zachowaniem niezawodności dostaw

na obszarze działania czternastu największych OSD. Prezes URE wezwał te przedsiębiorstwa energetyczne do złożenia stosownych wyjaśnień dotyczących przyczyn oraz zakresu zaistniałych zdarzeń, a także środków zaradczych podjętych w celu usunięcia zaistniałych awarii. Jednocześnie na wniosek Ministerstwa Gospodarki została powołana Komisja w trybie decyzji Zarządu PSE Operator SA nr 880/78/2009 z 20 października 2009 r. Zadaniem Komisji było wyjaśnienie przyczyn i przebiegu zdarzeń w sieci elektroenergetycznej, które miały miejsce 14–15 października 2009 r. W pracach Komisji uczestniczyli przedstawiciele czternastu największych OSD, przedstawiciele PSE Operator SA oraz Ministerstwa Gospodarki.

Z opracowanego przez Komisję raportu oraz wyjaśnień przedstawionych na żądanie Prezesa URE wynika, że bezpośrednią przyczyną awarii były przewracające się drzewa oraz gałęzie na linii elektroenergetyczne spowodowane silnym wiatrem oraz opadami śniegu.

Ograniczenia w dostawach energii do odbiorców końcowych, a także liczba odbiorców objętych ograniczeniami były największe 14 października 2009 r. o godz. 16:00 i wyniosły odpowiednio: 645,6 MW łącznie oraz 714,7 tys. odbiorców pozbawionych zasilania. Najwięcej takich odbiorców znalazło się na obszarze działania ENION SA – 178,5 tys., a najmniej na terenie Vattenfall Distribution Poland SA – 0,4 tys. Jednocześnie z zebranych informacji oraz raportu wynika, że służby ruchowe i dyspozytorskie postępowały zgodnie z obowiązującymi procedurami, we właściwy sposób w miarę dostępnych środków zarówno w trakcie trwania zakłóceń i awarii celem ich opanowania, jak i podczas likwidacji ich skutków. Ponadto zdaniem Komisji, wiek i stopień wyeksploatowania sieci elektroenergetycznych nie miał wpływu na przebieg i skutki awarii, jak również nie stwierdzono zaniedbań eksploatacyjnych, które mogłyby przyczynić się do powstania czy też zwiększenia zakresu zakłóceń i awarii, jak również wydłużenia czasu ich likwidacji. Jednocześnie Komisja stwierdziła, że prowadzenie wycinki gałęzi i drzew w pobliżu linii elektroenergetycznych zgodnie z obowiązującymi przepisami nie gwarantuje bezpiecznej pracy tych linii w przypadku wystąpienia ekstremalnych warunków atmosferycznych, jakie miały miejsce 14–15 października 2009 r.

Ostatecznie awarie usunięto 17 października 2009 r., przy czym ograniczono istotnie jej zakres (do 110 MW) na koniec 15 października 2009 r.

Awarie z połowy października 2009 r. spowodowane były przez:

- a) silny wiatr,
- b) padający śnieg, który obciążając drzewa i gałęzie powodował ich opadanie na linie; niektóre z drzew pod naporem ciężaru śniegu łamały się i uszkadzały przewody lub słupy linii energetycznych,
- c) skalę uszkodzeń spotęgował fakt, że na drzewach znajdowały się jeszcze liście, co sprzyjało zwiększaniu się ciężaru gałęzi pod naciskiem śniegu.

W celu usunięcia skutków awarii podjęto następujące działania:

- a) zaangażowano własne brygady naprawcze,
- b) wynajęto firmy zewnętrzne do działań podejmowanych w celu wymiany bądź naprawy uszkodzonych elementów sieci oraz wycinki drzewostanu,
- c) zwiększono obsady Call Center przyjmującego całodobowo zgłoszenia i reklamacje od odbiorców,
- d) publikowano informacje o wyłączeniach na stronach internetowych,
- e) na bieżąco informowano lokalne władze oraz media,
- f) podjęto współpracę z zespołami Straży Pożarnej przy usuwaniu z tras linii energetycznych zwalonych drzew i gałęzi,
- g) zmobilizowano wszystkie dostępne zespoły elektromonterów pogotowia energetycznego, brygad sieciowych, dyspozytorów oraz pozostałych pracowników służb technicznych.

Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2010 r. w KSE znajdowały się na mniej więcej takim samym poziomie, jak w 2009 r. Podobnie jak rok wcześniej, nie wystąpiły ograniczenia spowodowane brakiem mocy, natomiast ograniczenia spowodowane awariami sieciowymi wyniosły 26,4 GWh i były większe o ok. 1,1 GWh w stosunku do poprzedniego roku. Energia niedostarczona z powodu ograniczeń dostaw stanowiła ok. 0,02% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.

Można zatem uznać, że ograniczenia w jej dostawach nie stanowiły zagrożenia dla bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej do odbiorców. W 2010 r. nie było awarii sieciowych w sieci przesyłowej najwyższych napięć.

Ograniczenia dla odbiorców spowodowane awariami systemowymi oraz sieciowymi w sieciach dystrybucyjnych OSD w 2010 r. wynikały przede wszystkim z niesprzyjających warunków pogodowych, a mianowicie:

- d) intensywne opadów mokrego śniegu oraz marznącego deszczu,
- e) powodzi i nawałnic,
- f) burz i gwałtownych opadów.

Intensywne opady mokrego śniegu, a na południu kraju marznącego deszczu spowodowały 9–10 stycznia 2010 r. na obszarze działania ENION SA, EnergiaPro SA, ENERGA – OPERATOR SA, ENEA Operator Sp. z o.o. oraz Grupy PGE Dystrybucja szereg wyłączeń w sieciach dystrybucyjnych 110 kV, SN oraz nN i związanych z tym ograniczeń odbiorców o wartości maksymalnej odnotowanej w skali kraju w niedzielę 10 stycznia 2010 r. o godz. 12:00. Ograniczenia odbiorców spowodowanych wyłączeniami w sieci dystrybucyjnej ze względu na warunki atmosferyczne występowały do 31 stycznia 2010 r. do godz. 18:00. W wyniku awarii w sieci dystrybucyjnej szacowana ilość energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcom wyniosła około 14 GWh.

Powódź była przyczyną awarii w sieciach dystrybucyjnych 13 czerwca 2010 r., w wyniku której szacowana ilość energii elektrycznej niedostarczonej odbiorcom wyniosła około 216 MWh.

Gwałtowna burza w godzinach wieczornych w piątek 6 sierpnia 2010 r. spowodowała szereg wyłączeń w sieci dystrybucyjnej i ograniczenia odbiorców RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENERGA – OPERATOR SA oraz Grupy PGE Dystrybucja. Na obszarze działania tych spółek dystrybucyjnych ograniczenia odbiorców wynosiły w sumie 74,1 MW o godz. 24:00, a w sobotę 7 sierpnia 2010 r.: 49,7 MW o godz. 6:00; 31,7 MW o godz. 12:00 oraz 9,3 MW o godz. 18:00.

Ponownie gwałtowna burza w piątek 13 sierpnia 2010 r. w godzinach wieczornych, spowodowała wyłączenia w sieci dystrybucyjnej i ograniczenia odbiorców Grupy PGE Dystrybucja w wysokości 28 MW o godz. 0:00 i o godz. 6:00 oraz 5 MW o godz. 12:00 w sobotę 14 sierpnia 2010 r.

Burze i gwałtowne opady występujące od godzin popołudniowych 15 sierpnia 2010 r. spowodowały ograniczenia odbiorców ENERGA – OPERATOR SA w wysokości 14 MW o godz. 18:00 oraz 16,8 MW o godz. 24:00 oraz ograniczenia odbiorców Grupy PGE Dystrybucja w wysokości 12 MW.

W wyniku burz i gwałtownych opadów w niedzielę 15 sierpnia 2010 r. o godz. 12:00 wyłączonych było 40 linii i 670 stacji średniego napięcia, a ograniczenia odbiorców w skali kraju wynosiły 14,8 MW i dotyczyły odbiorców ENERGA – OPERATOR SA w wielkości 12 MW oraz odbiorców Grupy PGE Dystrybucja w wielkości 2,8 MW, a o godz. 18:00 ograniczenia dotyczyły odbiorców ENERGA – OPERATOR SA (w wysokości 0,6 MW) i Grupy PGE Dystrybucja (w wysokości 2,3 MW).

Kolejna fala burz i opadów na południu kraju spowodowała, że o godz. 24:00 wyłączone były trzy linie 110 kV, 136 linii i 2 637 stacji średniego napięcia a ograniczenia odbiorców w skali kraju wynosiły 41,6 MW i dotyczyły odbiorców ENERGA – OPERATOR SA w wielkości 7,2 MW oraz odbiorców Grupy PGE w wielkości 34,4 MW.

Wskutek burz i gwałtownych opadów w poniedziałek, 16 sierpnia 2010 r. o godz. 12:00, wyłączonych było 60 linii i 534 stacji średniego napięcia, a ograniczenia odbiorców w skali kraju wynosiły 8,5 MW i dotyczyły odbiorców ENERGA – OPERATOR SA w wysokości 0,8 MW oraz odbiorców Grupy PGE w wysokości 7,7 MW. O godz. 18:00 występowały jeszcze ograniczenia w wysokości 1,3 MW i dotyczyły odbiorców Grupy PGE.

Ponownie burze i gwałtowne opady 23 sierpnia 2010 r. w godzinach nocnych spowodowały, że o godz. 12:00 wyłączonych pozostawały w skali kraju 7 linii 110 kV, 40 linii średniego napięcia i 643 stacji średniego napięcia, a ograniczenia odbiorców wyniosły 25 MW, w tym 16 MW ENEA Operator Sp. z o.o. oraz 9 MW ENERGA – OPERATOR SA. O godz. 18:00 wyłączone pozostawały dwie linie 110 kV, 22 linie średniego napięcia i 305 stacji średniego napięcia, a ograniczenia odbiorców wyniosły 11 MW i dotyczyły odbiorców ENEA Operator Sp. z o.o.

Awaria w stacji 220/110 kV/kV Pątnów 9 września 2010 r. spowodowała ograniczenia dla odbiorców ENERGA – OPERATOR SA w maksymalnej wysokości 30 MW. Awaria miała miejsce w godzinach 6:16 – 6:46.

Niesprzyjające warunki atmosferyczne 24–26 grudnia 2010 r. były przyczyną wyłączeń w sieci dystrybucyjnej 110 kV i SN, które spowodowały ograniczenia odbiorców o wartości maksymalnej 34,2 MW w sobotę 25 grudnia 2010 r.

Ze względu na zróżnicowane systemy zbierania i przetwarzania danych, wstępne wyliczenia wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI przedstawiło dziewięciu spośród dwudziestu zapytanych OSD. Pełne dane zostały opublikowane do końca marca 2010 r., zgodnie z postanowieniami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 7 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.).

Efektywność działań z zakresu konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej, jak również z zakresu jej rozbudowy oraz rozbudowy połączeń międzysystemowych badana jest w trakcie procedury uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych. Corocznie badane jest także wykonanie założeń zawartych w planach rozwoju na dany rok. W 2009 r. nakłady inwestycyjne w zakresie dystrybucji energii elektrycznej wyniosły 3 219 641 790 zł dla dwunastu spośród czternastu OSD, dwóch operatorów nie było w stanie podać stosownych danych. Poziom wykonania zaplanowanych na 2009 r. nakładów inwestycyjnych był bardzo zróżnicowany. Dla przykładu podać można, że PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o. przekroczyło planowane nakłady inwestycyjne o 9%, a PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o. wykonała plan inwestycyjny założony dla 2009 r. jedynie w 67%. W grupie sześciu OSD, nie podlegających obowiązkowi unbundlingu, trzech przedstawiło dane nt. wykonania planów rozwoju za 2009 r., są to:

- 1) Synthos Dwory Sp. z o.o. – z wykonaniem na poziomie 242 000 zł przy planowanych nakładach 244 000 zł,
- 2) PKN ORLEN SA – z wykonaniem na poziomie 17 780 000 zł przy planowanych nakładach 32 650 000 zł,
- 3) ESV SA – z wykonaniem na poziomie 4 481 850 zł przy planowanych nakładach 5 409 000 zł.

W odniesieniu do grupy czternastu OSD wydzielonych z dawnych zakładów energetycznych, zakup energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią, odbywał się na zasadach umownych. Podmioty, z którymi podpisano umowy były wyłaniane w drodze zapytań ofertowych. W przypadku wszystkich OSD podmiotami, z którymi zawarto stosowne umowy, są ich sprzedawcy macierzyści. OSD, nie podlegający obowiązkowi unbundlingu, energię na pokrycie strat nabywali 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 mają opracowane plany, o których mowa w art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne. Niemniej w 2009 r. żaden z OSD nie był zmuszony do wprowadzania ograniczeń w dostawach energii do odbiorców końcowych na zasadach określonych w ww. planach.

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 prowadzenie ruchu sieciowego w sieciach dystrybucyjnych, jak również dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV). Ponadto, w IRiESD unormowane są także zagadnienia związane z umożliwianiem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci. Kwestie sporne powstałe na tym tle rozpatrywane są przez Prezesa URE.

2.6.3. Programy zgodności – realizacja i wnioski

OSD i OSP są zobowiązani, stosownie do art. 9d ustawy – Prawo energetyczne, do przygotowania **programów zgodności**, które określają działania, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym obowiązki pracowników wynikające z tych programów. Do 31 marca każdego roku OSP i OSD obowiązani są przedstawiać Prezesowi URE sprawozdania z realizacji tych programów za poprzedni rok. W 2009 r. i 2010 r. wszyscy OSD (czternastu) i jeden funkcjonujący na rynku polskim OSP, którzy zgodnie z ustawą byli zobowiązani do przedłożenia sprawozdań z realizacji programów zgodności Prezesowi URE, wypełnili obowiązek ich przekazania dochowując ustawowego terminu.

Zgodnie z Wytycznymi Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Transportu KE, w sprawie dyrektyw 2003/54/WE i 2003/55/WE, celem programu zgodności jest stworzenie formalnych ram zapewniających działanie przedsiębiorstwa sieciowego jako całości, jak również poszczególnych jego pracowników i zarządu, zgodnie z zasadą niedyskryminacji. W Wytycznych zwrócono uwagę, że dla realizacji ww. celu konieczne jest rozważenie trzech kwestii:

1. Zawartość programu, który powinien zawierać reguły postępowania pracowników mających na celu eliminację zachowań dyskryminacyjnych.
2. Sposób wdrożenia programu – aktywne działania na rzecz wdrożenia programu i promocja szczególnych działań i procedur.
3. Efektywny monitoring i regularna sprawozdawczość z realizacji programu.

Jednym z głównych celów wdrożenia programu zgodności jest zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, które zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne powinno nastąpić poprzez doprowadzenie do pełnej niezależności operatorów. Jakkolwiek z formalnego punktu widzenia operatorzy, zobowiązani do przedkładania sprawozdań z realizacji programów zgodności, wypełniają swój obowiązek w sposób prawidłowy, to jednak faktyczna jego realizacja, w odniesieniu do sygnałów otrzymywanych od użytkowników rynku budzi uzasadnione wątpliwości.

W 2009 r. kilku przypadkach (PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA, PGE Dystrybucja LUBZEL Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.) w zbyt dużym stopniu koncentrowano się na opisie założeń programu zgodności, przekazując niewiele informacji na temat jego realizacji. Wydaje się także, że operatorzy w większym stopniu powinni skoncentrować się na wnioskach wynikających z realizacji programu zgodności, dokonując w miarę potrzeby ich stosownej aktualizacji. Tylko czterech operatorów (ENEA Operator Sp. z o.o., EnergiaPro SA, PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o., PGE Dystrybucja Warszawa-Teren Sp. z o.o.) dokonało po 2007 r. aktualizacji programów zgodności, co sugeruje, iż operatorzy w przeważającej części nie wyciągali wniosków z tego, czy treść programu zgodności wpisuje się w taki rozwój spółki, który ma doprowadzić do jej faktycznej niezależności od innych podmiotów. Wydaje się, że należy tu przede wszystkim wziąć pod uwagę wnioski płynące z monitoringu oraz zastanowić się nad ulepszeniem dla odbiorców systemów zgłaszania reklamacji, skarg i wniosków. Ponadto operatorzy nie zawarli w swoich sprawozdaniach informacji (za wyjątkiem PSE Operator SA), czy program jest przekazywany do zatwierdzenia radzie nadzorczej, co jest informacją bardzo istotną z punktu widzenia właściwego monitoringu i nadzoru nad realizacją programu. Wątpliwości powstają także, jeśli chodzi o próbę zbudowania odrębnego wizerunku. Wszystkie przedsiębiorstwa OSD posiadają własne strony internetowe, nazwy, natomiast logo jest w większości przypadków wspólne w ramach grup, z których przedsiębiorstwa te zostały wydzielone. Niewielu operatorów zgłosiło chęć podejmowania działań w zakresie wprowadzania odrębnych znaków graficznych (PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o.).

Z drugiej strony należy jednakże odnotować pewną poprawę w odniesieniu do niektórych aspektów sprawozdań, które ogólnie wydają się być bardziej szczegółowe niż sprawozdania za rok 2007, zwłaszcza jeśli chodzi o opis postępowania z wrażliwymi informacjami handlowymi, monitoring

oraz kwestię szkolenia i zaznajamiania z programem zgodności pracowników. Pozytywny wydaje się także dalszy rozwój stron internetowych, które zawierają coraz bardziej szczegółowe i łatwiej dostępne informacje na temat funkcjonowania spółki. W tym zakresie wydaje się szczególnie potrzebne umożliwienie odbiorcom zadawania pytań i zgłaszania reklamacji za pośrednictwem stron internetowych (które to systemy funkcjonują już u większości operatorów) oraz rozwój Biur Obsługi Klienta.

Natomiast z informacji przekazanych w sprawozdaniach wynika, że w 2010 r. u żadnego z OSD nie doszło do naruszeń Programu zgodności, a w szczególności, nie odnotowano występowania konfliktu interesów, zachowań dyskryminacyjnych względem użytkowników systemu bądź potencjalnych użytkowników systemu. Nie stwierdzono również przypadków naruszenia tajemnicy sensytywnych informacji handlowych. Pracownicy komórek organizacyjnych OSD objęci Programem zgodności oraz nowozatrudnieni pracownicy zostali zapoznani z jego uregulowaniami w trakcie szkoleń wewnętrznych. Jednocześnie ze sprawozdań wynika, że przypadku ENEA SA pracownicy skierowali pytania do treści Programu zgodności, w związku z tym operator opracował dokument „Program zgodności w pytaniach i odpowiedziach”. W pozostałych przypadkach pracownicy nie występowali z pytaniami w zakresie interpretacji zapisów Programu, nie zgłaszali również skarg ani wniosków w tym zakresie. Warto podkreślić, że część OSD zamieszcza Programy zgodności oraz informacje dotyczące jego funkcjonowania na swoich stronach internetowych. Ponadto OSD zapewniają odbiorcom dostęp do IRiESD, taryf i niezbędnych formularzy na własnych stronach internetowych. Kilku OSD zaktualizowało stare lub wprowadziło nowe procedury obsługi odbiorców.

W związku z marcową zmianą ustawy – Prawo energetyczne w 2010 r. Prezes URE otrzymał kompetencję polegającą na zatwierdzeniu bądź odmowie zatwierdzenia Programów Zgodności w drodze decyzji. Nowe narzędzie pozwoli Prezesowi URE bezpośrednio wpływać na treść, wdrożenie i realizację, jak również monitorowanie funkcjonowania programu oraz sprawozdawczość. 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. Proces zatwierdzenia Programów Zgodności rozpoczął się w końcu grudnia 2010 r.

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 skrośnego. Do obowiązków Prezesa URE należy natomiast monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

W celu realizacji zdefiniowanych prawem obowiązków, przedsiębiorstwa energetyczne zostały zobligowane do corocznego przekazywania Prezesowi URE informacji o kosztach, przychodach oraz wynikach finansowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych w podziale na działalności w formie opracowanych w URE arkuszy sprawozdawczych. W zależności od rodzaju arkuszy wymagane informacje były przekazywane w okresach miesięcznych, półrocznych oraz rocznych. Podejmowane przez Prezesa URE w 2010 r. działania w powyższym zakresie nie odbiegały od dotychczasowej praktyki. Zebrane dane podlegały weryfikacji pod kątem ich zgodności z danymi zawartymi w po-

wszechnie obowiązującej sprawozdawczości statystycznej. Ocena przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji miała również na celu sprawdzenie poprawności przyjętych założeń we wnioskach o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej. Odrębną analizę przeprowadzono dodatkowo dla zbadania bieżącej sytuacji finansowej przedsiębiorstw.

Niezależnie od powyższego, w 2010 r. kontynuowane były prace zespołu składającego się z przedstawicieli Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) oraz pracowników URE, związane z aktualizacją arkuszy sprawozdawczych wykorzystywanych w dotychczasowym monitoringu działalności przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Zmiana arkuszy sprawozdawczych ma na celu poprawę ich przejrzystości oraz wynika z konieczności dostosowania rodzaju zawartych w nich informacji finansowych do zmieniających się warunków zewnętrznych funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych (wynikających w znacznym stopniu ze zmiany prawa). Przeprowadzona w 2010 r. analiza wyników pozwala stwierdzić, że przedsiębiorstwa wypełniają ten obowiązek ustawowy.

W trakcie prowadzonej w 2010 r. działalności regulacyjnej, podobnie jak w latach ubiegłych, Prezes URE wykorzystując dotychczasowe doświadczenia w zakresie prowadzenia monitoringu przedsiębiorstw energetycznych uznał, iż nie było konieczności wykorzystania narzędzia prawnego, o którym mowa w art. 28 ustawy, tj. prawa wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych. Monitoring prowadzony był wyłącznie w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane w formie opracowanych arkuszy, które w ocenie Prezesa URE były wystarczające.

Część II

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

1.1. 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 2009 r. Prezes URE udzielił 102 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, w tym 93 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE) oraz dokonał 176 zmian koncesji (w tym 108 odnośnie OZE). Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

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

Natomiast w 2010 r. Prezes URE udzielił 162 koncesji (w tym 134 na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii) oraz 166 decyzji zmieniających udzielone koncesje. Zmiany udzielonych koncesji w 2010 r. 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,
- zmiany decyzji w trybie samokontroli.

Prawo energetyczne zobowiązuje każde przedsiębiorstwo 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. 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. Mapa umożliwia 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 dot. m.in. mocy zainstalowanej w koncesjonowanych instalacjach OZE.

W 2009 r. poziom nowych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych zwiększył się o ok. 315 MW w stosunku do 2008 r. Największe przyrosty odnotowano w elektrowniach wiatrowych. Przyrosty nowych mocy w 2010 r. wyniosły natomiast ok. 563 MW, przede wszystkim w elektrowniach wiatrowych i biomasowych.

Tabela 11. Moce zainstalowane w OZE w latach 2008–2009

Rodzaj OZE	2008 r.	2009 r.	2010 r.
	moc zainstalowana [MW]	moc zainstalowana [MW]	moc zainstalowana [MW]
Elektrownie biogazowe	54,615	70,888	82,884
Elektrownie biomasowe	231,990	252,490	356,190
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0,000	0,001	0,033
Elektrownie wiatrowe	451,090	724,657	1 180,272
Elektrownie wodne (w tym szczytowo-pompowe)	940,576	945,210	937,044
Razem	1 678,271	1 993,246	2 556,423

Źródło: URE.

Tabela 12. Instalacje OZE na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia 2010 r.

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [w MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz	82,884	144
Elektrownie na biomasę	356,190	18
Elektrownie wytwarzające e.e. z promieniowania słonecznego	0,033	3
Elektrownie wiatrowe	1180,272	413
Elektrownie wodne	937,044	727
Współspalanie*	–	41
Razem	2 556,423	1 346

* 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 2009 r. nie występowały sformalizowane mechanizmy wsparcia budowy nowych mocy wytwórczych, sprzyjające podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Wyjątek stanowią preferencyjne zasady przyłączania odnawialnych źródeł energii oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW – za przyłączenie 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 przyłążeń.

W ocenie Prezesa URE nie istnieją znaczące bariery dostępu do rynku dla dużych wytwórców energii elektrycznej. Jeżeli wytwórca spełni wszystkie warunki określone w ustawie – Prawo energetyczne nie ma formalnych przeszkód w udzieleniu mu koncesji.

Obecny poziom cen energii elektrycznej uzyskiwanej przez wytwórców oraz prognozy w tym zakresie zawarte w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* nie wskazują także, iż ceny te stanowią barierę wejścia na rynek. Dane PSE Operator SA na temat wydanych warunków przyłączenia za 2008 r. oraz 2009 r. (tabela 13) potwierdzają, iż plany inwestycyjne w zakresie wytwarzania dotyczą zarówno bloków konwencjonalnych, gazowo-parowych, jak i technologii wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych.

Tabela 13. Wydane warunki przyłączenia przez PSE Operator SA

Technologia wytwarzania	2008		2009	
	Łączna moc [MW]	Termin uruchomienia	Łączna moc [MW]	Termin uruchomienia
Bloki konwencjonalne	1 480	do 2015 r.	6 830	do 2015 r.
Bloki parowo-gazowe	–	–	1 302	do 2015 r.
Farmy wiatrowe	1 090	do 2012 r.	1 818	do 2014 r.

Źródło: PSE Operator SA.

2. Rynek wytwarzania

Rynek wytwarzania pozostaje wysoce skoncentrowany z uwagi na istnienie czterech pionowo skonsolidowanych kapitałowych grup energetycznych. Udział tych czterech grup energetycznych w sektorze wytwarzania wyniósł w 2009 r. 62%. Wskaźnik HHI⁷⁾ mierzony mocą zainstalowaną netto zmienił się w 2009 r. nieznacznie w porównaniu z 2008 r., podobnie według produkcji netto. Trzej najwięksi wytwórcy dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za 55% produkcji energii elektrycznej. Na niezmiennym poziomie pozostała liczba wytwórców, którzy dysponują przynajmniej 5% udziałem w rynku. Największy udział w rynku wytwarzania i rynku sprzedaży do odbiorców końcowych ma PGE Polska Grupa Energetyczna SA.

Handel energią elektryczną na rynku hurtowym cechował się dużą koncentracją, szczególnie wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych. W 2009 r. łączny obrót wewnątrz czterech grup energetycznych stanowił 58,31% w całym obrocie hurtowym. W 2010 r. udział tych grup był nieco większy i wynosił 62,4%. Udział ten rozkładał się w następujący sposób: ENEA – 7,9%, ENERGA – 2,9%, PGE – 36,5% i TAURON – 15,1%.

Kontrakty dwustronne, podobnie jak w latach poprzednich, pozostały główną formą handlu hurtowego energią elektryczną. W 2009 r. w ramach takich kontraktów wytwórcy sprzedali przedsiębiorstwom obrotu ponad 90% energii elektrycznej. Pozostała sprzedaż była realizowana na rynku bilansującym (w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE) oraz w niewielkim stopniu na rynkach spotowych (giełda, internetowe platformy obrotu energią elektryczną). W 2010 r. sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców w kontraktach dwustronnych wyniosła 129,3 TWh, co stanowiło 91% ich całkowitej sprzedaży energii w kraju. W 2009 r. transakcje giełdowe nadal miały w 2009 r. niewielkie znaczenie. Obrót na Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE SA), mimo wzrostu o 45% w porównaniu z 2008 r., wyniósł 3,07 TWh. W stosunku do całkowitego zużycia energii elektrycznej w 2009 r. stanowiło to zaledwie 2,07%. Większym wolumenem obrotu

⁷⁾ HHI jest sumą kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź.

energią niż giełda charakteryzuje się Platforma Obrotu Energią Elektryczną (POEE) – zorganizowany rynek obrotu energią elektryczną prowadzony przez jednego z uczestników rynku. Wolumen obrotu na POEE ukształtował się w 2009 r. na poziomie 4,36 TWh, co stanowiło 2,93% w stosunku do krajowego zużycia energii elektrycznej. W 2010 r. obrót na TGE SA zwiększył się istotnie i wyniósł 81,7 TWh. Stanowiło to 52,7% w odniesieniu do krajowego zużycia energii elektrycznej w 2010 r. Przyczyną poprawy sytuacji było wprowadzenie w drugiej połowie 2010 r. obowiązku sprzedaży energii elektrycznej przez podmioty uprawnione do korzystania z ww. pomocy publicznej z wykorzystaniem giełdy, przetargów odbiorców końcowych lub platform obrotu działających na transparentnych i niedyskryminacyjnych zasadach.

Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w 2009 r. i 2010 r. nie uległa jeszcze pozwalającym na sprawne funkcjonowanie mechanizmów konkurencyjnego rynku energii elektrycznej mimo rozwiązania kontraktów długoterminowych i realizacji programu pomocy publicznej na pokrycie kosztów osieroconych. Do korzystania z tej pomocy publicznej uprawnionych jest dwunastu wytwórców energii elektrycznej, z których ośmiu zostało wniesionych w 2007 r. do pionowo skonsolidowanych grup energetycznych i realizuje sprzedaż do własnych przedsiębiorstw obrotu. Ta istotna zmiana struktury rynku po pionowej konsolidacji stała się główną przyczyną ograniczeń w rozwoju konkurencji i problemów w rozliczaniu pomocy publicznej.

Niezadowolający poziom konkurencji na rynku hurtowym energii elektrycznej był przedmiotem wnikliwej uwagi Prezesa URE: dokonano diagnozy powodów tego stanu rzeczy i w jej następstwie uruchomiono szereg działań. Prezes URE zgłosił pakiet propozycji zakładających zmiany w prawie energetycznym⁸⁾. Zabiegał w szczególności o zwiększenie transparentności i płynności handlu hurtowego dzięki m.in. wprowadzeniu dla wytwórców obowiązku sprzedaży energii elektrycznej na giełdzie, oraz wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucyjnej, regulującej zasady współpracy między operatorami systemów dystrybucyjnych a sprzedawcami działającymi na ich terenie.

⁸⁾ W 2009 r. trwały prace legislacyjne dotyczące zmiany ustawy – Prawo energetyczne. Po uchwaleniu nowelizacji w styczniu 2010 r. weszła w życie 11 marca br.

Część III

Propozycje zmian przepisów prawa

Biorąc pod uwagę, że nowelizacja Prawa energetycznego wprowadzona ustawą z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104), która weszła w życie 11 marca 2010 r., wprowadziła szereg zmian mających wpływ na warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, ich ocena wymaga czasu.

Analizy prowadzone przez URE w ramach zadań polegających na monitorowaniu rynku energii, w tym w szczególności analizy wpływających do Prezesa URE skarg i zapytań dotyczących zaszytych stanów faktycznych posiadania infrastruktury elektroenergetycznej na nieruchomościach stanowiących własność osób trzecich, upoważniają natomiast do stwierdzenia, iż jednym z kluczowych elementów wzmacniających bezpieczeństwo przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej stanowiąłyby rozwiązania ujęte w ustawie o korytarzach przesyłowych wg projektu Ministra właściwego ds. gospodarki.