

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

RAPORT PREZESA

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

Warszawa, 26 czerwca 2015

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w raporcie	7
Wstęp	9
Część I	9
1. Gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej (art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne)	9
2. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne)	11
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 (EOG)	11
2.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami	11
2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych	14
2.1.3. Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym	15
2.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym	16
2.2.1. Bilansowanie	16
2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym	17
2.3. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci	18
2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	19
2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	26
2.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych	31
2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego	31
2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych	34
2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej	35
2.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	35
2.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2013–2014 przez OSP i OSD	43
2.5.2.1. Operator systemu przesyłowego	44
2.5.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności	47
2.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym	51
2.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze	51

2.6.	Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	55
2.6.1.	Rola instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP) w wypełnianiu zadań operatorów systemów	55
2.6.2.	Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne	55
2.6.3.	Programy zgodności – realizacja i wnioski	67
2.7.	Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej	69
3.	Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne)	70
3.1.	Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego 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 (EOG)	70
3.1.1.	Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości	70
3.1.2.	Ocena kalkulacji mocy przesyłowych	71
3.2.	Mechanizmy bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym	71
3.2.1.	Bilansowanie	71
3.2.2.	Zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie gazowym	73
3.3.	Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci	74
3.3.1.	Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	74
3.3.2.	Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	79
3.4.	Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych	81
3.4.1.	Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego	81
3.4.2.	Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych	82
3.5.	Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych	83
3.5.1.	Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych	83
3.5.2.	Plany rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	85
3.5.2.1.	Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)	86
3.5.2.2.	Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)	92
3.6.	Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	97
3.6.1.	Rola instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP) w wypełnianiu zadań operatorów systemów	97
3.6.2.	Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne	98
3.6.3.	Programy zgodności – realizacja i wnioski	102
3.7.	Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej	105

Część II	106
Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych	106
1. Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym ze źródeł odnawialnych i kogeneracji	106
2. Rynek wytwarzania	108
3. Przesyłanie lub dystrybucja	113
4. Przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców	117
Część III	117
Propozycje zmian przepisów prawa	117

WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W RAPORCIE

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	<i>The European Network of Transmission System Operators for gas</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG S.A.	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PTPiREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
rozporządzenie 347/2013	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. U. UE L 2013.115.39)
rozporządzenie 713/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 2009.211.1)
rozporządzenie 714/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE L 2009.211.15 z późn. zm.)
rozporządzenie 715/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. U. UE L 2009.211.36 z późn. zm.)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 2011.326.1)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa – Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 z późn. zm.)
ustawa nowelizująca	ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984)
ustawa zmieniająca	ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104)
ustawa o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2014 r. poz. 1643 z późn. zm.)
ustawa o zapasach	ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2014 r. poz. 1695 z późn. zm.)

WSTĘP

Zgodnie z treścią art. 23 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i gazowego oraz informacji o projektach inwestycyjnych znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej, sporządza i przedstawia ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, co 2 lata, w terminie do 30 czerwca danego roku, raport przedstawiający i oceniający:

- 1) warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- 2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3, w dalszej części zwany także „raportem”.

Niniejszy dokument jest trzecim raportem sporządzonym przez Prezesa URE, pierwszy – zgodnie z treścią art. 18 ustawy z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne¹⁾, został opublikowany w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tzn. w marcu 2011 r.

Tegoroczny raport, z uwagi na zmianę stanu prawnego wprowadzonego ustawą nowelizującą, obejmuje także informacje z sektora paliw gazowych, w zakresie analogicznym jak dla elektroenergetyki. Przedstawia zatem i ocenia warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizację planów rozwoju operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdań z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych.

CZĘŚĆ I

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

Rozporządzenie Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 z 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylające rozporządzenie (WE) nr 736/96²⁾, a także rozporządzenie Komisji (UE, EURATOM) nr 833/2010 z 21 września 2010 r. w sprawie wykonania rozporządzenia 617/2010³⁾, nałożyły na przedsiębiorstwa obowiązek sprawozdawczy w zakresie przekazywania informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach ropy naftowej, gazu ziemnego, energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, biopaliw oraz projektów dotyczących wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego przez te sektory, będących w obszarze zainteresowania UE. Powyższe rozporządzenia są aktami stosowanymi w całości i bezpośrednio bez konieczności implementacji ich przepisów do krajowego porządku prawnego.

Warto zauważyć, że wyrokiem z 6 września 2012 r. w sprawie C-490/10 Parlament Europejski przeciwko Radzie Unii Europejskiej⁴⁾ Trybunał stwierdził nieważność rozporządzenia 617/2010. Jednocześnie wskazał, że jego skutki zostają utrzymane do czasu wejścia w życie w rozsądnym terminie nowego rozporządzenia.

20 marca 2013 r. [2013/0082(COD)] Komisja Europejska przedstawiła Parlamentowi i Radzie wniosek w zakresie nowego rozporządzenia w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w UE oraz zastępującego rozporządzenia 617/2010. Z treści wniosku wynika: „mimo, że oczekiwać można szybkiego przyjęcia nowego rozporządzenia w ciągu 2013 r. to jednak jest mało prawdopodobne, aby nowe rozporządzenie zostało przyjęte przed lipcem 2013 r.,

¹⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104.

²⁾ Dz. U. UE L 180/7 z 15 lipca 2010 r., dalej: rozporządzenie 617/2010.

³⁾ Dz. U. UE L 248/36 z 22 września 2010 r., dalej: rozporządzenie 833/2010.

⁴⁾ Dz. U. UE C 331.2/2 z 27 października 2012 r.

kiedy to przypada kolejny termin zgłaszania przez państwa członkowskie ich inwestycji zgodnie z unieważnionym rozporządzeniem. Zgłoszenia przypadające na 2013 r. powinny być zatem składane nadal na podstawie unieważnionego rozporządzenia. Zgodnie z nowym proponowanym rozporządzeniem dane powinny być zgłaszane od dnia 1 stycznia 2015 r., a następnie co dwa lata”.

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

Jednocześnie, zgodnie z art. 9t ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym w instalacjach odnawialnego źródła energii z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych wykonują obowiązek określony w rozporządzeniu 617/2010 poprzez przekazanie Prezesowi URE informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej, w zakresie określonym w pkt 2 lub 3 załącznika do tego rozporządzenia. Z kolei art. 30 ust. 2a ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych stanowi, że producenci i podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE informacji dotyczących infrastruktury energetycznej służącej do wytwarzania biopaliw ciekłych, w zakresie instalacji, które mogą produkować lub rafinować biopaliwa ciekłe.

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

Prezes URE w ww. informacji poinformował, że zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, regulator odpowiedzialny jest za gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach:

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

W nawiązaniu do ww. informacji – w zakresie gazu ziemnego – zwrócono się z wezwaniami do Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o., Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. i Systemu Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. o przekazanie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej stosownie do zakresu prowadzonej działalności, odpowiednio w zakresie przesyłania gazu, transgranicznego przesyłania gazu, terminali LNG i składowania gazu. W wezwaniach tych wskazano, że szczegółowy zakres informacji, które powinny zostać przekazane określony został w rozporządzeniu 617/2010, a wzorzec, według którego powinny być zestawione dane przekazane Prezesowi URE, został przedstawiony w załączniku do rozporządzenia 833/2010. Wezwane przedsiębiorstwa przekazały w terminie wymagane informacje.

Dodatkowo, Prezes URE skierował 6 maja 2013 r. pismo do dziewiętnastu przedsiębiorstw energetycznych z prośbą o przekazanie informacji dotyczących istniejącej, planowanej i będącej w budowie infrastruktury energetycznej w zakresie jednostek wytwórczych w elektrowniach cieplnych, których moc zainstalowana (moc generatorów) jest większa lub równa 100 MW_e.

Zgodnie z art. 15e ustawy – Prawo energetyczne organem odpowiedzialnym za przekazanie do Komisji Europejskiej informacji dotyczących infrastruktury energetycznej, o których mowa w rozporządzeniu 617/2010, jest minister właściwy do spraw gospodarki. W związku z powyższym, po dokonaniu analizy zgromadzonych we własnym zakresie danych, pismem z 15 lipca 2013 r. Prezes URE przekazał ww. dane do Ministerstwa Gospodarki. Wśród przekazanych informacji znajdowały się dane dotyczące elektroenergetycznej infrastruktury przesyłowej, otrzymane od OSP.

Należy mieć na uwadze, że w 2014 r. rozporządzenie 617/2010 zostało zastąpione przez rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 z 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej⁵⁾.

⁵⁾ Rozporządzenie zastępujące rozporządzenie 617/2010 weszło w życie 9 kwietnia 2014 – patrz: rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 z 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępujące rozporządzenie Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 oraz uchylające rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96 (Dz. U. L 84 z 20 marca 2014 r.), dalej: rozporządzenie 256/2014.

W związku z powyższym, rozporządzenie 833/2010 zostało uchylone przez rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1113/2014 z 16 października 2014 r. ustanawiające format i szczegóły techniczne zgłoszenia, o którym mowa w art. 3 i 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014, oraz uchylające rozporządzenia Komisji (WE) nr 2386/96 i (UE, Euratom) nr 833/2010.

W myśl nieobowiązującego już rozporządzenia 617/2010 oraz w świetle nowego rozporządzenia 256/2014, państwa członkowskie lub podmioty przez nie wyznaczone, co 2 lata gromadzą i przekazują do Komisji Europejskiej dane i informacje wymagane na mocy ww. rozporządzeń. W związku z powyższym w 2014 r. nie były gromadzone ww. informacje.

Jednocześnie należy wskazać, że na mocy rozporządzenia 256/2014 pierwszy rok sprawozdawczy, to rok 2015.

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

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

2.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych uregulowane są w rozporządzeniu 714/2009 oraz Wytycznych stanowiących załącznik 1 do tego rozporządzenia.

Zdolności przesyłowe (NTC) oferowane są w ramach obowiązujących procedur przetargowych z wykorzystaniem dedykowanych platform informatycznych. Zdolności przesyłowe oferowane są dla poszczególnych profili wymiany międzysystemowej oraz dla poszczególnych aukcji, tj. dla profilu synchronicznego, dla połączenia stałoprądowego ze Szwecją oraz dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór

W latach 2013–2014, na połączeniach synchronicznych PSE S.A. prowadziły alokację zdolności przesyłowych w ramach skoordynowanego procesu, w którym oprócz PSE S.A. uczestniczyło siedmiu OSP z regionu CEE, tj. 50HzT, APG, CEPS, ELES, MAVIR, SEPS i TenneT.

Alokacja zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym realizowana jest w ramach skoordynowanych przetargów typu *explicit*, organizowanych przez wspólne biuro aukcyjne Central Allocation Office GmbH (CAO), którego udziałowcami, w równych częściach, są wszyscy OSP regionu CEE. Zasady działania CAO zawarte są w umowie wielostronnej „Agreement for Services” zawartej pomiędzy CAO i ww. OSP. W ramach skoordynowanych przetargów PSE S.A. w 2014 r. udostępniają zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z obszarami kontroli operatorów sieci przesyłowych 50HzT, CEPS i SEPS.

Procedura zarządzania ograniczeniami przesyłowymi oraz metoda alokacji realizowana była zgodnie z dokumentem „Zasady Skoordynowanych Aukcji Zdolności Przesyłowych w Europie Środkowo Wschodniej” odpowiednio na 2013 r. oraz 2014 r. (dalej: Zasady Aukcji), opublikowanym na stronach internetowych CAO (Zasady Aukcji są uzgadniane na każdy kolejny rok kalendarzowy przez wszystkich OSP regionu CEE, następnie konsultowane z uczestnikami rynku oraz regulatorami krajów regionu CEE).

Alokacja zdolności przesyłowych realizowana jest w ramach przetargu rocznego (okres rezerwacji od 1 stycznia do 31 grudnia), przetargów miesięcznych (okres rezerwacji od 1 dnia miesiąca do ostatniego dnia miesiąca) oraz przetargów dobowych (rezerwacja dla każdej godziny doby handlowej D).

Alokacja zdolności przesyłowych odbywa się na podstawie złożonych ofert, w drodze optymalizacji, w wyniku której wyznaczany jest zestaw akceptowanych ofert uczestników rynku z określonymi wolumenami alokowanych mocy oraz ceny przetargowe na każdym z kierunków przesyłu.

Na połączeniach synchronicznych w latach 2013–2014 odbywała się również alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego. Alokacja ta odbywa się w ramach skoordynowanego procesu, w którym oprócz PSE S.A. uczestniczy pięciu OSP z regionu CEE. Proces jest administrowany przez czeskiego OSP – CEPS, a.s., pełniącego rolę Biura Aukcyjnego. W ramach rynku dnia bieżącego, PSE S.A. udostępniają zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z 50HzT Transmission

GmbH, CEPS, a.s. i SEPS, a.s. Zasady współpracy PSE S.A. jako OSP i Biura Aukcyjnego zawarte są w umowie wielostronnej „Agreement on intraday cross-border transmission capacity allocation and nomination”, zawartej pomiędzy Biurem Aukcyjnym i ww. OSP. Na podstawie tej umowy Biuro Aukcyjne wykonuje na rzecz PSE S.A. zadania polegające na alokowaniu zainteresowanym podmiotom zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego. Zasady zarządzania ograniczeniami oraz alokacji zdolności przesyłowych zostały określone „Intraday Capacity Allocation and Nomination Procedure – The Trader Guide”, które są opublikowane na stronie internetowej www.ceps.cz.

Na połączeniu kablowym Polska-Szwecja, łączącym obszar kontroli PSE S.A. oraz Affärsverket Svenska Kraftnat (OSP na obszarze Szwecji), alokacja zdolności przesyłowych w latach 2013–2014 realizowana była w trybie aukcji typu *implicit* w ramach mechanizmu łączenia rynków (*Market Coupling*). Aukcje realizowane są przez giełdy energii, tj. TGE S.A. i Nordpool Spot AS. Przedmiotem aukcji są zdolności przesyłowe alokowane wraz z energią elektryczną. Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji udostępniają zdolności przesyłowe, przyjmują i nominują zgłoszone przez giełdy grafiki przesyłu, gwarantując alokowane wielkości. Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu kablowym Polska-Szwecja oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie Market Coupling Agreement, której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: TGE S.A. i Nordpool Spot AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji: PSE S.A. oraz Affärsverket Svenska Kraftnat.

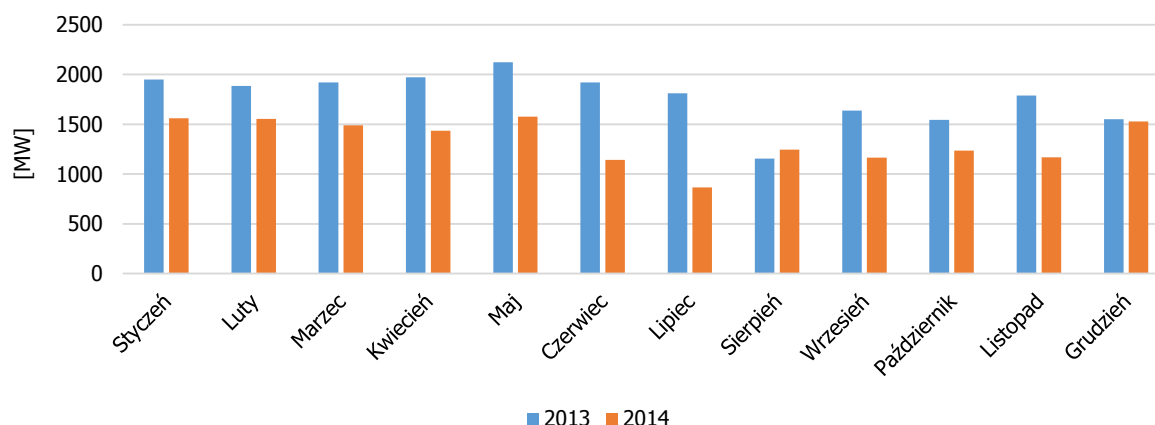
Na połączeniu Polska-Ukraina, łączącym obszar kontroli PSE S.A. z wydzielonymi do pracy na system polski jednostkami wytwórczymi elektrowni Dobrotwór, alokacja zdolności przesyłowych w latach 2013–2014 realizowana była w trybie jednostronnych miesięcznych przetargów typu *explicit* w oparciu o dokument „Zasady udostępniania i przetargów miesięcznych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE i NEK UKRENERGO ...” odpowiednio „... w roku 2013” oraz „... w roku 2014”.

Reasumując, w latach 2013–2014, podobnie jak w latach ubiegłych PSE S.A. alokowała i udostępniała moce przesyłowe:

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

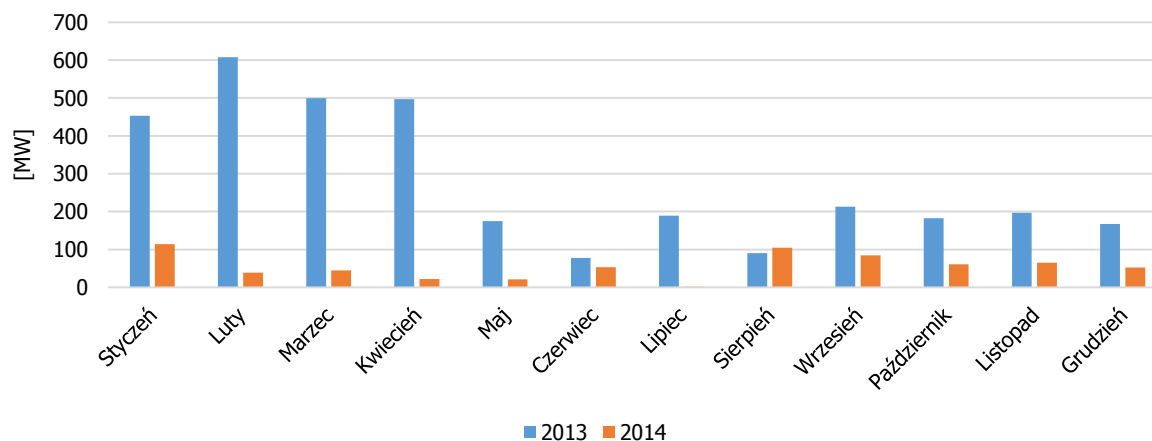
Poniżej na rys. 1 i 2 przedstawiono średnie miesięczne wielkości zdolności przesyłowych, udostępnionych w skoordynowanych aukcjach (rocznych, miesięcznych dobowych oraz w dniu realizacji dostawy – *intra-day*) w latach 2013–2014 – odpowiednio w kierunku eksportu i importu na połączeniach synchronicznych.

Rysunek 1. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, oferowanych w kierunku eksportu w latach 2013–2014 na przekroju synchronicznym PL>DE+CZ+SK



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 2. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, oferowanych w kierunku importu w latach 2013–2014 na przekroju synchronicznym PL>DE+CZ+SK>PL



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Należy wskazać, że rozpatrując rok do roku, w latach 2013–2014 zdolności przesyłowe, udostępniane w skoordynowanych aukcjach, oferowanych w kierunku – odpowiednio eksportu i importu na przekroju synchronicznym wykazują tendencję malejącą, co jest wynikiem braku koordynacji zasad wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych w regionie CEE.

Do kompetencji Prezesa URE, zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne (art. 23 ust. 2 pkt 11b), należy zatwierdzanie metod alokacji i zarządzania ograniczeniami stosowanych na połączeniach Polski z innymi krajami UE i kontrola ich zgodności z rozporządzeniem 714/2009.

Pod koniec 2013 r. PSE S.A. złożyły wniosek o zatwierdzenie metod alokacji zdolności przesyłowych na granicach Polski z innymi krajami Unii.

Podczas analizy materiału dowodowego zebranego w trakcie postępowania administracyjnego, Prezes URE powziął wątpliwość co do zgodności metod alokacji (opisanych w Zasadach Aukcji Centralnego Biura Alokalacji – Central Allocation Office) z obowiązującym prawem unijnym. W opinii Prezesa URE jedyną prawnie skuteczną drogą do zbadania zgodności metod alokacji stosowanych w regionie z zapisami rozporządzenia 714/2009 jest zastosowanie art. 7 ust. 4 rozporządzenia 713/2009, tj. poprzez zawniostkowanie o opinię ACER w przedmiocie oceny zgodności decyzji podjętych przez regulatorów z regionu Europy Środkowo-Wschodniej (*Central Eastern Europe* – CEE) w zakresie zatwierdzania metod alokacji z przepisami rozporządzenia 714/2009 i załączonymi do niego wytycznymi.

W ocenie Prezesa URE alokacja zdolności przesyłowych, zgodnie z wykładnią przepisów rozporządzenia 714/2009, powinna mieć zastosowanie na granicach między wszystkimi państwami członkowskimi w regionie CEE. Tylko w taki bowiem sposób można odzwierciedlić istniejące ograniczenia sieciowe. Wyłączenie granicy austriacko-niemieckiej z obowiązku stosowania procedury alokacyjnej niesie za sobą zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy sąsiednich systemów elektroenergetycznych. W sytuacji, gdy ograniczenia występują, nawet przy braku zasadności uznania ich za permanentne, i wywierają negatywny wpływ na przepływy energii w systemach sąsiednich, mamy dodatkowo do czynienia z zaburzeniem skutecznych sygnałów ekonomicznych wysyłanych do uczestników rynku i operatorów systemów przesyłowych oraz zaburzeniem efektywnej konkurencji. Jednocześnie, jako rezultat transakcji handlowych między wskazanymi państwami, można zaobserwować wzrost kosztów stosowania następczych środków zaradczych w postaci transgranicznego przekierowania (*cross-border re-dispatching*) pokrywanych w części przez polskich użytkowników sieci. W tej sytuacji problemy ograniczeń sieci nie są więc rozwiązywane za pomocą niedyskryminacyjnych rozwiązań rynkowych. Wskazane powyżej problemy są wynikiem braku koordynacji w przygotowaniu i realizowaniu procesu alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych w regionie CEE.

Wniosek został złożony w listopadzie 2014 r., do chwili obecnej ACER nie wydała opinii w tym zakresie.

2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

Techniczne możliwości wymiany międzysystemowej określane są oddzielnie dla: profilu synchronicznego, połączenia stałoprądowego ze Szwecją i pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina).

W każdym przypadku wykorzystywana jest metodyka NTC z uwzględnieniem warunków bilansowych w KSE, przy czym:

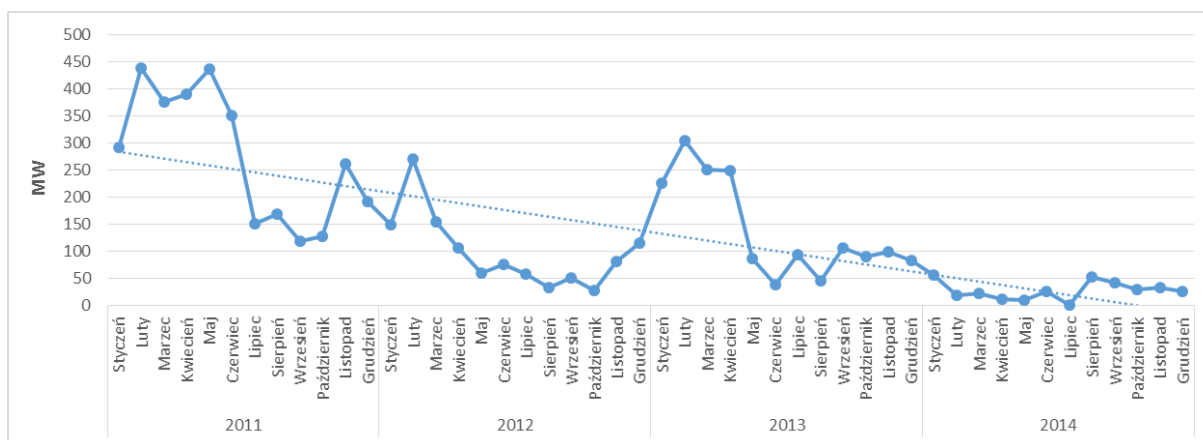
- dla profilu synchronicznego wyznaczane są wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączenia stałoprądowego ze Szwecją wyznaczane są wartości NTC dla eksportu i importu łącznie dla potrzeb aukcji dobowych,
- dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczane są wartości NTC dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych.

Obliczenia zdolności przesyłowych wykonywane są z wykorzystaniem optymalnego dla danego horyzontu czasowego modelu matematycznego, w którym reprezentowane są systemy krajów sąsiednich. Stosowane w obliczeniach marginesy bezpieczeństwa uwzględniają realnie możliwy wpływ czynników zewnętrznych na pracę polskiego systemu. Mimo stosowanych środków ostrożności dochodziło do powstawania zagrożeń w pracy sieci wymuszających stosowanie na dużą skalę działań zaradczych, w tym *cross-border redispatchingu*. Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe, PSE S.A. 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.

W ramach mechanizmu zarządzania ograniczeniami PSE S.A. wyznacza zdolności przesyłowe netto (NTC – *Net Transfer Capacity*) oraz margines bezpieczeństwa przesyłu (TRM – *Transmission Reliability Margin*). Zdolności przesyłowe są wyznaczane na profilu technicznym, tj. sumie przekrojów granicznych systemów zarządzanych przez operatorów z Polski oraz Niemiec, Czech i Słowacji. Takie rozwiązanie jest przyjęte z powodu występujących w regionie Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) znacznych przepływów kołowych i związanej z tym istotnej współzależności dostępnych zdolności przesyłowych na poszczególnych granicach. Wzrost ilości przepływów nieplanowych w ciągu ostatnich lat skutkuje coraz mniejszą dostępnością transgranicznych zdolności przesyłowych dla polskich uczestników rynku, szczególnie w kierunku importu. Jest to spowodowane m. in. trudnościami w prognozowaniu fizycznych przepływów transgranicznych wynikających z transakcji handlowych w regionie CEE oraz brakiem odpowiednich środków zaradczych dostępnych dla OSP. Malejące zdolności przesyłowe są więc wynikiem braku koordynacji zasad wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych w regionie CEE, co w ocenie Prezesa URE jest niezgodne z przepisami rozporządzenia 714/2009 oraz załączonych do niego wytycznych i zostało podniesione we wniosku o opinię ACER w przedmiocie oceny zgodności decyzji podjętych przez regulatorów z regionu CEE w zakresie zatwierdzania metod alokacji z obowiązującym prawem.

Poniżej na rys. 3 przedstawiono średnie miesięczne wielkości zdolności przesyłowych oferowanych w latach 2011–2014 na połączeniach synchronicznych w kierunku importu do Polski.

Rysunek 3. Uśrednione wartości zdolności przesyłowych oferowanych w ramach skoordynowanych aukcji (dobowych oraz w dniu realizacji dostaw) w latach 2011–2014 w kierunku importu na połączeniach synchronicznych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

2.1.3. Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym

W przypadku aukcji jawnych (połączenia synchroniczne) istnieje powiązanie zarówno z kontraktami dwustronnymi OTC, jak również z rynkiem giełdowym. Uczestnicy rynku najpierw kupują moce przesyłowe, a następnie energię elektryczną do ich wykorzystania. Przy czym Rynek Bilansujący (bramka zgłoszeń) umożliwia zawarcie (na giełdzie i rynku OTC) i zgłoszenie kontraktów w celu wykorzystania wcześniej zarezerwowanych i nominowanych zdolności. Udostępnianie zdolności przesyłowych w aukcjach jawnych związane jest z koniecznością przewidywania cen na rynkach sąsiednich w celu właściwej wyceny tych zdolności.

W przypadku połączenia SwePol Link stosowany jest mechanizm *market coupling*, który w sposób niejawni udostępnia i wycenia zdolności przesyłowe odzwierciedlając ich wartość w cenie energii elektrycznej. Mechanizm ten umożliwia bezpośrednie powiązanie zarządzania ograniczeniami z hurtowym rynkiem energii.

Market coupling to mechanizm alokacji zdolności przesyłowych, w ramach którego wymiana handlowa pomiędzy obszarami rynkowymi jest ustalana w procesie obrotu energii na giełdach energii na bazie ofert złożonych przez uczestników rynku oraz z wykorzystaniem zdolności przesyłowych wyznaczonych przez operatorów. W mechanizmie *market coupling*, ceny dla każdego obszaru rynkowego mają być wyznaczone w sposób skoordynowany, a alokacja zdolności przesyłowych ma się odbywać na podstawie różnicy cen pomiędzy poszczególnymi obszarami rynkowymi (giełdami energii). Innymi słowy, mechanizm *market coupling*, mając dostęp do wszystkich ofert handlowych zgłoszonych na giełdy w ramach zorganizowanego rynku dnia następnego, wyznacza w oparciu o przybliżony model sieci przesyłowej wykorzystywany do celów handlu transgranicznego transakcje generujące najwyższą nadwyżkę rynkową. Uczestnicy rynku nie dokonują rezerwacji zdolności przesyłowych na potrzeby realizacji swoich transakcji, a jedynie dokonują transakcji zakupu/sprzedaży energii na rynku, do którego są geograficznie przypisani. Jest to więc model aukcji niejawnych (*implicit*), tj. aukcji łączących obrót prawami przesyłowymi i energią elektryczną

W prowadzonym obecnie w Europie procesie budowy wspólnotowego rynku energii, *market coupling* jest tzw. modelem docelowym dla rynku dnia następnego, integrującym krajowe systemy elektroenergetyczne w celu uzyskania wzrostu efektywności ich funkcjonowania przy jednoczesnym spełnieniu kryteriów bezpieczeństwa.

W Polsce transakcje *market coupling* odbywają się w oparciu o rynek dnia następnego na TGE S.A.

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

2.2.1. Bilansowanie

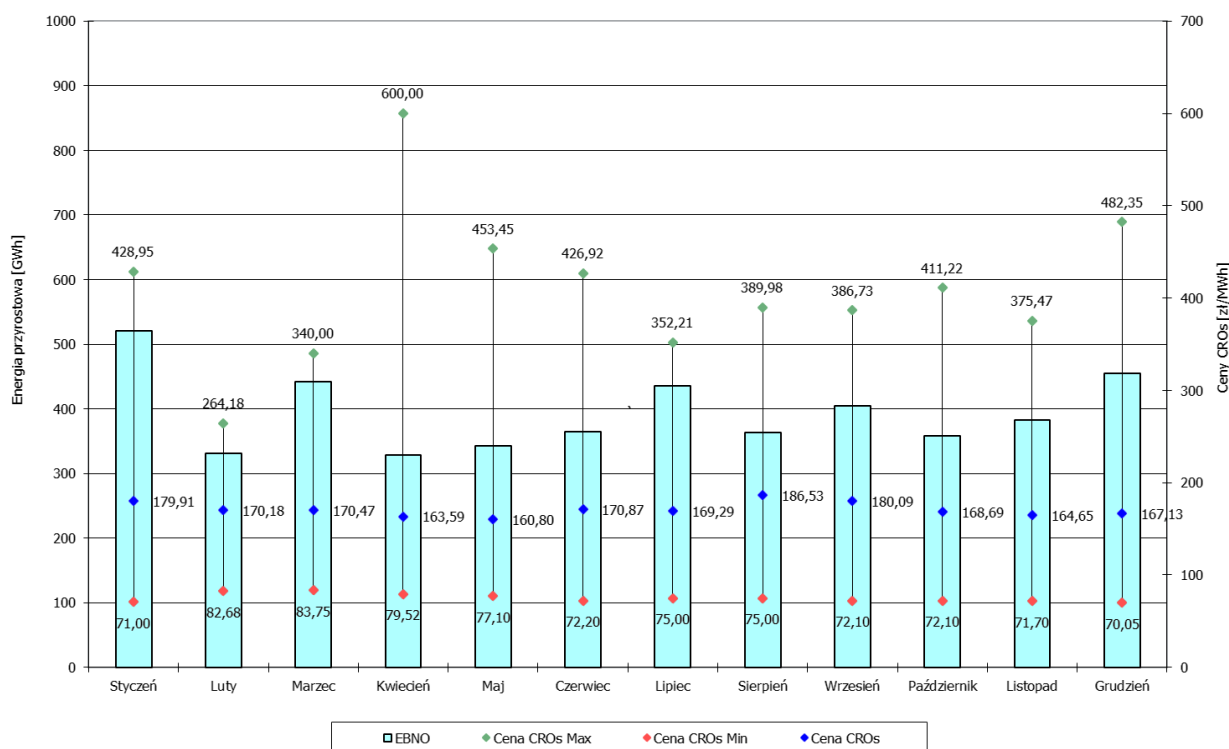
Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określone są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej. W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje ich działanie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

Na koniec 2013 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyły 123 podmioty, w tym 17 wytwórców, 7 odbiorców końcowych, 7 odbiorców sieciowych, 82 przedsiębiorstwa obrotu, 2 giełdy energii, 7 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 45 operatorów rynku i dotyczyły 342 jednostek grafikowych.

Natomiast na koniec 2014 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 119 podmiotów, w tym 17 wytwórców, 7 odbiorców końcowych, 7 odbiorców sieciowych, 80 przedsiębiorstw obrotu, 2 giełdy energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 45 operatorów rynku i dotyczyły 337 jednostek grafikowych.

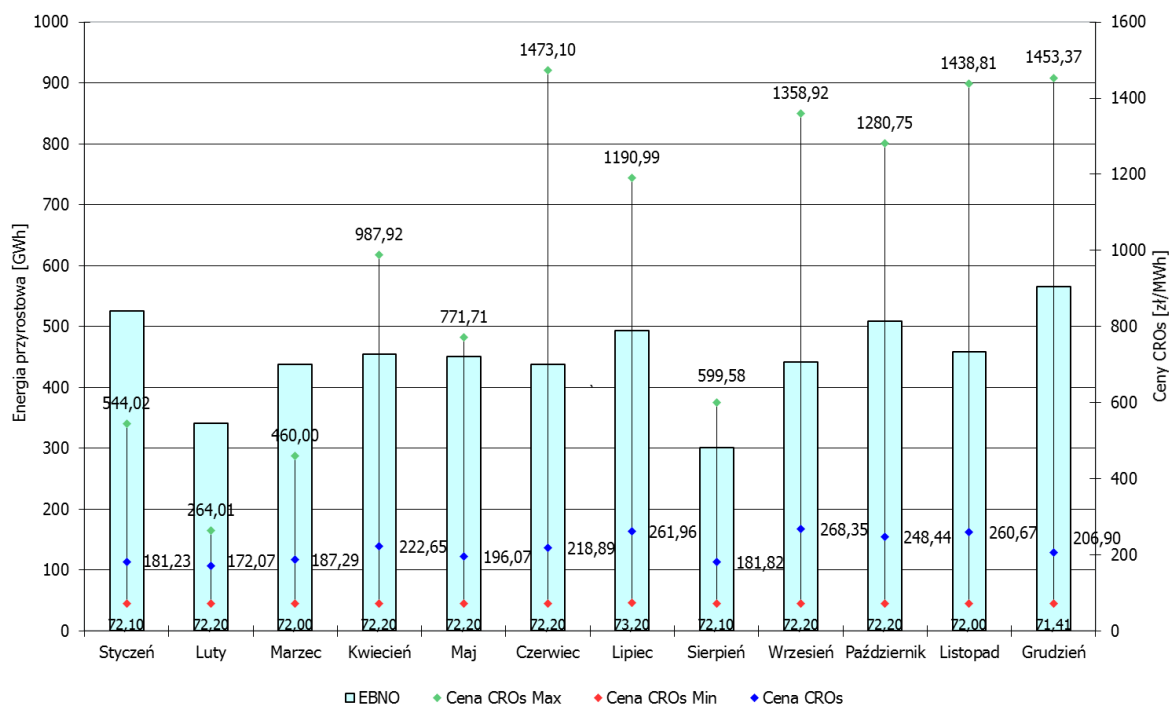
Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawiają rys. 4 i 5.

Rysunek 4. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2013 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE S.A.

Rysunek 5. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE S.A.

W 2013 r. wolumen energii elektrycznej odebranej z Rynku Bilansującego (EBNO) zmniejszył się w porównaniu do 2012 r. z 6,55 TWh do 4,73 TWh, tj. o ok. 28%. Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 600,00 do 264,18 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 160,80 do 186,53 zł/MWh.

Natomiast w 2014 r. wolumen energii elektrycznej odebranej z Rynku Bilansującego (EBNO) zwiększył się w porównaniu do 2013 r. z 4,73 TWh do 5,4 TWh, tj. o ok. 14%. Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 1 473,10 do 264,01 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 172,07 do 268,35 zł/MWh. Dane te wskazują, że w 2014 r. nastąpił wzrost średnioważonej miesięcznej ceny CRO w porównaniu do jej wartości w 2013 r. Zmiana ta spowodowana jest zmniejszeniem się ilości rezerw mocy dostępnych w systemie oraz wzrostem średniej ceny spotowej na rynku RDN prowadzonym przez TGE S.A. obserwowanych rok do roku. Ponadto z analizy tych danych wynika, że w 2014 r. zwiększył się zakres wahań cen, który był najwyższy w czerwcu i grudniu 2014 r., zbliżając się do górnej granicy (1 500 zł/MWh) cen ofertowych, tj. takich, jakie mogą być zgłaszane na Rynku Bilansującym w Polsce. W związku z tym, że formuła wyznaczania cen na Rynku Bilansującym opiera się na cenach krańcowych z wykorzystanych ofert bilansujących składanych przez wytwórców, należy stwierdzić, że w niektórych godzinach 2014 r. rezerwy mocy dostępne w systemie były niewielkie, a PSE S.A. musiał korzystać z najdroższych ofert.

2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

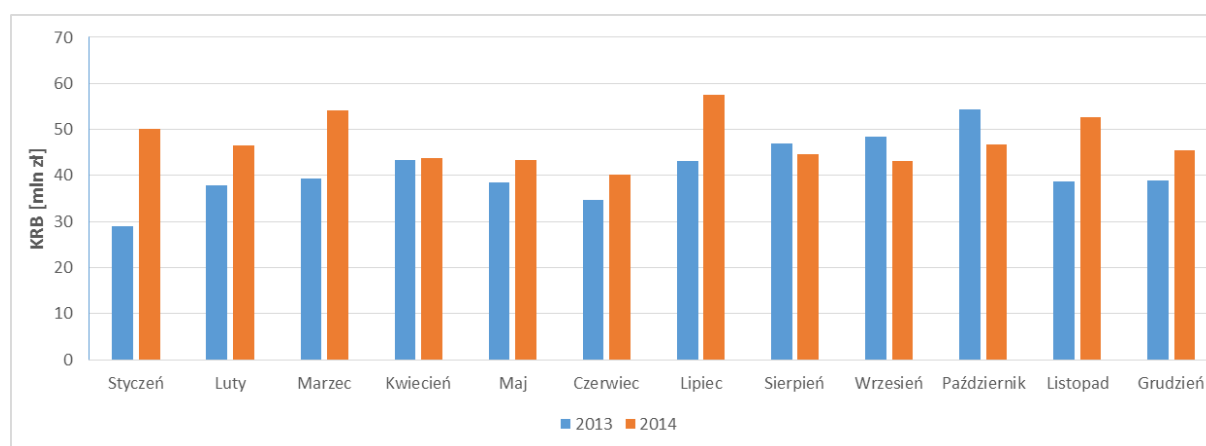
Sytuacja w zakresie możliwości zarządzania ograniczeniami w KSE w latach 2013–2014, podobnie jak w latach ubiegłych nie uległa radykalnej zmianie. Ograniczenia sieciowe występujące w polskim systemie przesyłowym są spowodowane m.in. wykorzystywaniem elementów sieci 110 kV jako sieci przesyłowej oraz nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wytwarzania (skupienie na południu kraju, niewielka liczba w północno-wschodniej części). Występowanie ograniczeń systemowych wynika także z nieplanowych przepływów na połączeniach transgranicznych (związanych m.in. ze wzrostem generacji w odnawialnych źródłach energii na terenie państw ościennych). Występujące w KSE ograniczenia sieciowe w przeważającej części determinują pracę jednostek lub grup jednostek wytwórczych zasilających konkretne węzły w sieci przesyłowej. 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*).

Podstawowym celem funkcjonowania Rynku Bilansującego jest bieżące bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną z generacją przy zapewnieniu odpowiednich parametrów jakościowych i niezawodnościowych dostaw energii. Cel ten jest osiąganym poprzez realizację działań bilansujących i dostosowawczych, polegających na zawieraniu przez OSP odpowiednich transakcji handlowych z uczestnikami rynku, których konsekwencją jest zmiana zgłaszanych przez tych uczestników grafików dostaw energii. Modyfikacje przedmiotowych grafików w celu zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z generacją oraz usuwania ograniczeń są działaniami prowadzonymi w skali całego KSE. Koszty ponoszone przez OSP w obszarze Rynku Bilansującego podlegają analizie w procesie monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Kształtowanie się kosztów usuwania ograniczeń, jak również kosztów bilansowania oraz wynikających z realokacji USE tj. kosztów na Rynku Bilansującym (KRB) w poszczególnych miesiącach 2013 r. i 2014 r. zostały zaprezentowane na rys. 6.

Rysunek 6. Koszty na Rynku Bilansującym (KRB) w latach 2013–2014



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE S.A.

Powyższe obrazuje, że koszty na Rynku Bilansującym w 2014 r. w porównaniu do 2013 r. wzrosły, za wyjątkiem okresu od sierpnia do października. Zmiana ta wynika głównie ze wzrostu kosztów usuwania ograniczeń wyznaczonych zgodnie z definicją IRIESP. Jedną z przyczyn, z powodu których nastąpił ten wzrost jest zwiększenie zakresu nieplanowanych przepływów z państw ościennych, o którym mowa powyżej.

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

W latach 2013–2014 monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było na bieżąco przez oddziały terenowe URE (OT URE), w szczególności:

- poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku określonego w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (obligatoryjne powiadomianie Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej),
- podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ww. ustawy dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej,
- w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych,
- w postępowaniach koncesyjnych,

- w trakcie postępowań o zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw, w których działalność w zakresie zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną nie stanowi podstawowej działalności.

W omawianym okresie OT URE otrzymały 534 powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 6 582,4 MW. Oznacza to zwiększenie liczby odmów w porównaniu do okresu 2011–2012 o ponad 7% (powiadomień było 498), przy jednoczesnym zmniejszeniu łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia (było 6 777,9 MW).

W tym samym czasie Prezes URE wydał 27 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące problemu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Ich liczba uległa znacznemu ograniczeniu – o prawie 72% w stosunku do lat 2011–2012.

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

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

Na podstawie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest ustawowo obowiązane do niezwłocznego pisemnego powiadomienia o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Przedsiębiorstwa realizując ten obowiązek przesyłają do poszczególnych OT URE stosowne informacje. Zostały one ujęte w tab. 1.

Tabela 1. Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej w latach 2013–2014 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Ogółem [szt.]	Brak warunków technicznych [MW]	Brak warunków ekonomicznych [MW]	Ogółem [MW]
1	OT Szczecin*	103	0	103	673,0230	0,000	673,0230
2	OT Gdańsk	159	2	161	3 754,8496	2,650	3 757,4996
3	OT Poznań	123	29	152	622,6370	403,936	1 026,5730
4	OT Lublin	44	0	44	188,0520	0,000	188,0520
5	OT Łódź	41	5	46	510,3680	0,280	510,6480
6	OT Wrocław	14	4	18	388,0860	0,700	388,7860
7	OT Katowice	3	0	3	37,0000	0,000	37,0000
8	OT Kraków	7	0	7	0,8440	0,000	0,8440
	OGÓŁEM	494	40	534	6 174,8596	407,566	6 582,4256

* W tym 31 powiadomień o odmowie (o łącznej mocy 382,895 MW) ze względu na brak zarówno warunków technicznych, jak i ekonomicznych.

Źródło: URE.

Z powyższych danych wynika jednoznacznie, że inwestorzy zainteresowani są przyłączeniem źródeł energii do sieci OSD, w szczególności na obszarach będących właściwością terytorialną OT Gdańsk, Poznań i Szczecin. Oddziały te skumulowały aż 78% łącznych powiadomień o odmowach. Przyczyną odmów w zdecydowanej większości był brak warunków technicznych. Odmów wydanych ze względu na brak warunków ekonomicznych było nieco ponad 7%.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Stosowną statystykę w tej kwestii podano w tab. 2.

Tabela 2. Rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wydane w poszczególnych OT URE w latach 2013–2014

Lp.	Wyszczególnienie	Wydane decyzje [szt.]	Moc przyłączeniowa obiektów, którym odmówiono przyłączenia [MW]	Łączna liczba wydanych decyzji dot. OZE [szt.]	Moc przyłączeniowa OZE [MW]
1	OT Szczecin	8	326,424	8	326,424
2	OT Gdańsk	3	290,000	3	290,000
3	OT Poznań	10	76,426	8	76,400
4	OT Lublin	2	0,920	1	0,900
5	OT Łódź	3	0,000	0	0,000
6	OT Wrocław	0	0,000	0	0,000
7	OT Katowice	1	5,000	0	0,000
8	OT Kraków	0	0,000	0	0,000
OGÓŁEM		27	698,770	20	693,724

Źródło: URE.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do OT URE łącznie 232, z czego ponad 58% związanych było z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej, pozostałe – blisko 42% z parametrami dostarczanej energii elektrycznej (tab. 3).

Tabela 3. Skargi lub wnioski w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej w latach 2013–2014 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej [szt.]	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z parametrami dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OT Szczecin	13	4	17
2	OT Gdańsk	37	7	44
3	OT Poznań	24	9	33
4	OT Lublin	11	12	23
5	OT Łódź	19	9	28
6	OT Wrocław	11	8	19
7	OT Katowice	12	20	32
8	OT Kraków	9	27	36
OGÓŁEM		136	96	232

Źródło: URE.

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

OT Szczecin (obejmuje woj. zachodniopomorskie i lubuskie) otrzymał 103 powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 673,023 MW. Oznacza to blisko 50% zwiększenie liczby odmów w porównaniu do okresu 2011–2012, w którym wpłynęło 69 informacji o odmowach, przy jednoczesnym zmniejszeniu łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia.

Przyczyną odmów w zdecydowanej większości był brak warunków technicznych (blisko 70%), chociaż biorąc pod uwagę moc, która nie została przyłączona, przewagę mają przyczyny związane zarówno z niespełnieniem warunków ekonomicznych, jak i technicznych (57%).

Spośród wszystkich obiektów, które nie zostały przyłączone do sieci, 97% stanowiły odnawialne źródła energii – OZE (głównie farmy wiatrowe i elektrownie słoneczne, a także biogazownie) o łącznej mocy 670,998 MW (co stanowi 99,7% łącznej mocy).

Wskazywanymi przez OSD przyczynami odmów przyłączenia do sieci były m.in.:

- brak możliwości rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej,
- negatywny wynik wykonanej ekspertyzy wariantowej,
- niespełnienie kryteriów: lokalnego charakteru źródła, mocy zwarciowej, marginesu mocy, stabilności sieci,
- przekroczony dozwolony poziom napięcia w ciągu liniowym,
- przeciążenia sieci.

Jednocześnie z załączonych ekspertyz wpływu źródeł na sieć elektroenergetyczną wynika, że możliwe przyłączenia wymagałyby znacznej rozbudowy sieci dystrybucyjnej.

Odmowy z przyczyn ekonomicznych wynikały z negatywnych wyników efektywności ekonomicznej. Ponadto w wielu przypadkach modernizacja infrastruktury elektroenergetycznej niezbędna do przyłączenia źródeł energii nie była uwzględniona w aktualnym planie rozwoju danego OSD.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W okresie 2013–2014 OT Szczecin wydał łącznie osiem rozstrzygnięć sporów (trzy w 2013 r. i pięć w 2014 r.) z art. 8 ust. 1 ww. ustawy, które w całości dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii. Łączna moc przyłączeniowa obiektów, którym odmówiono przyłączenia wynosiła 326,424 MW.

Główną przyczyną odmowy tj. brak warunków technicznych dla ich przyłączenia wynikała w szczególności z konieczności dokonania niezbędnych i znaczących inwestycji w infrastrukturę OSD, a także z już istniejącego przeciążenia sieci elektroenergetycznych.

Wydane decyzje rozstrzygnęły o:

- przyłączeniu do sieci operatora dwóch źródeł (farmy wiatrowej i biogazowni),
- braku możliwości przyłączenia do sieci operatora dwóch źródeł (farmy wiatrowe),
- w czterech przypadkach wydano decyzje umorzeniowe (trzy farmy wiatrowe i biogazownia).

W porównaniu do lat 2011–2012 (osiemnaście decyzji) łączna liczba decyzji wydanych w OT Szczecin uległa ograniczeniu o blisko 60%.

Spośród ośmiu decyzji administracyjnych rozstrzygających spory w zakresie odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, dwie decyzje były pozytywne dla podmiotu przyłączanego. Skutkowało to bądź ukształtowaniem treści umowy o przyłączenie do ww. sieci, bądź zawarciem ugody administracyjnej przed organem administracji, w której strony dochodziły do porozumienia zarówno co do istnienia przesłanek przyłączenia, jak i treści samej umowy. Dotyczyło to zwłaszcza przypadków przyłączeń OZE, co do których zaistniał skomplikowany stan prawny i faktyczny.

Natomiast spośród dwóch decyzji, które nie były korzystne dla podmiotu przyłączanego, tylko jeden z nich zaskarżył to rozstrzygnięcie (nie zgodził się on z faktem, że na przedsiębiorstwie energetycznym nie ciąży obowiązek przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej z uwagi na brak warunków technicznych i ekonomicznych).

Należy również wskazać, że w okresie sprawozdawczym wpłynęła dużo mniejsza liczba wniosków o rozpatrzenie sporów dotyczących odmowy wydania warunków przyłączenia, odmowy zawarcia umowy o przyłączenie, odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, zwłaszcza źródeł OZE. Powodem ograniczenia tych wniosków, a tym samym liczby wydanych decyzji było wprowadzenie dodatkowych wymogów formalnych związanych w szczególności z obowiązkiem uiszczenia zaliczek oraz przedstawieniem dokumentów związanych z lokalizacją planowanych inwestycji. Ponadto na liczbę spraw spornych miał również wpływ fakt, że w krajowym systemie elektroenergetycznym występuje ograniczenie mocy przyłączeniowej, która mogłaby być przeznaczona dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie do ww. sieci. Powyższe dotyczy w szczególności ograniczeń mocy w sieci przesyłowej wysokich napięć należącej do OSP – PSE Operator S.A. z siedzibą w Konstancinie Jeziornej, a także w sieciach dystrybucyjnych poszczególnych OSD. Poza tym także orzecznictwo sądowe miało wpływ na liczbę rozpatrywanych sporów, a tym samym liczbę wydanych decyzji z uwagi na fakt dokonania wykładni spornych dotychczas zagadnień.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków odbiorców. W latach 2013–2014 do OT Szczecin wpłynęło ich łącznie siedemnaście, z czego trzynaście (tj. 76% wszystkich) związanych było z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej, a pozostałe cztery (24% ogółu) z parametrami dostarczanej energii elektrycznej.

Trzynaście z ww. skarg i wniosków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej w większości dotyczyło wykonania umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, bądź rozliczenia za przyłączenie do ww. sieci, jak również dokumentów i uwarunkowań formalno-prawnych związanych z lokalizacją źródeł, ubiegających się o przyłączenie.

OT Gdańsk (obejmuje woj. pomorskie i woj. warmińsko-mazurskie), w omawianym okresie, otrzymał 161 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 3 757,4996 MW. Oznacza to prawie czterokrotny wzrost liczby odmów w porównaniu do okresu 2011–2012 (powiadomień było 41), przy jednoczesnym zwiększeniu łącznej wielkości mocy

objektów zgłoszonych do przyłączenia w poprzednim raportowanym okresie (było 2 752,349 MW). Tylko dwie informacje o odmowach przyłączenia do sieci przekazane przez OSD dotyczyły braku spełnienia warunków ekonomicznych. Wszystkie pozostałe odmowy związane były z brakiem warunków technicznych.

Wzrost liczby otrzymanych informacji o odmowach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dotyczy w szczególności 2013 r., w którym aż 94 odmowy (z łącznych 121 w 2013 r.) dotyczyły braku możliwości przyłączenia elektrowni słonecznych o mocy zainstalowanej w przedziale od 0,01 MW do 29,7 MW. Głównymi powodami odmów przyłączenia ww. elektrowni były niespełnione kryteria stabilności lokalnej sieci elektroenergetycznej i powstawanie niedopuszczalnych przeciążeń. Ponadto modernizacja infrastruktury elektroenergetycznej, niezbędna do przyłączenia źródeł energii, nie zawsze była uwzględniona w aktualnym planie rozwoju danego OSD. Natomiast źródłami o największych mocach przyłączeniowych, którym odmówiono przyłączenia do sieci elektroenergetycznej były cztery farmy wiatrowe na morzu (najmniejsza o mocy 300 MW, a największa o mocy 1 556 MW). Brak możliwości przyłączenia ww. farm wiatrowych wynikał w szczególności z przeprowadzonych wielowariantowych obliczeń, które wskazywały na liczne przeciążenia w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w stanach pracy normalnej, jak i awaryjnej.

Z kolei w 2014 r. liczba elektrowni słonecznych, którym odmówiono przyłączenia wyniosła 31 (w 2014 r. łącznie 40 odmów). W tym okresie powody prezentowane przez przedsiębiorstwa energetyczne były podobne do określanych w 2013 r., tj. m.in. powstawanie niedopuszczalnych przeciążeń. Podmiotami, które występowały z wnioskami o przyłączenie do sieci, były przede wszystkim osoby fizyczne.

W grupie pozostałych odnawialnych źródeł energii, które nie zostały przyłączone do sieci elektroenergetycznej w latach 2013–2014 były m.in. elektrownie wiatrowe na lądzie (15), elektrownie wodne (2), biogazownie (5), inne obiekty odbiorców (9), źródło konwencjonalne (1).

W omawianym okresie OT Gdańsk wydał 28 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne z zakresu elektroenergetyki. Osiemnaście z nich dotyczyło wstrzymania dostaw energii elektrycznej, trzy z nich problemu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie, a siedem – odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

Spory dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci elektroenergetycznej jednej morskiej farmy wiatrowej o mocy 200 MW oraz dwóch farm wiatrowych o łącznej mocy 90 MW (1 x 60 MW i 1 x 30 MW). W wyniku rozstrzygnięcia sporu dotyczącego morskiej farmy wiatrowej stwierdzono, że nie zachodzą warunki techniczne i ekonomiczne umożliwiające przyłączenie farmy do sieci elektroenergetycznej. W pozostałych przypadkach wydano jedną decyzję merytoryczną, a w ostatnim umorzono postępowanie.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do OT Gdańsk łącznie 786, z czego 37 związanych było bezpośrednio z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej, a 7 z parametrami dostarczanej energii elektrycznej.

W porównaniu do poprzedniego okresu sprawozdawczego nastąpił trzykrotny wzrost liczby skarg z tytułu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, oraz trzykrotny wzrost liczby skarg dotyczących parametrów dostarczanej energii elektrycznej.

Pozostałe kwestie poruszane w otrzymywanych skargach i wnioskach dotyczyły m.in. standardów jakościowych obsługi odbiorców, problemów po zmianie sprzedawcy energii elektrycznej, zmian grup taryfowych, przedłużającego się terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci, działania układów pomiarowo-rozliczeniowych, nielegalnego poboru energii elektrycznej. Ponadto daje się zauważyć, że następują obiektywne kłopoty w komunikacji odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się szeroko rozumianą dostawą energii elektrycznej. Związane jest to z likwidacją zdecydowanej liczby biur obsługi klientów oraz utrudnionym kontaktem ze sprzedawcami, który odbywa się za pomocą środków komunikacji elektronicznej i telefonicznej. Powyższe obniża komfort odbiorców w zakresie dostępu informacji ze strony przedsiębiorstw energetycznych, zwłaszcza w przypadku osób starszych.

OT Poznań (obejmuje woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie) otrzymał w omawianym okresie 152 powiadomienia o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię, nazwisko, nazwa, adres, lokalizacja instalacji, moc przyłączeniowa, rodzaj instalacji, grupa przyłączeniowa itd.), przyczyny odmowy, a znacząca część z nich także kopię wniosku podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, kopię powiadomienia o odmowie wysłanego podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci, stosowne obliczenia lub ekspertyzy wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia do sieci. Dodatkowo powiadomienia zawierały

m.in. charakterystykę zagadnień związanych z przyłączaniem podmiotów do sieci elektroenergetycznej, szczegółowe uwarunkowania dotyczące przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, przyczyny braku istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, analizę ujęcia konkretnej inwestycji w planach rozwoju (art. 16), a w przypadku braku warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci także określenie kosztów wykonania inwestycji oraz analizę efektywności ekonomicznej inwestycji.

W 123 powiadomieniach jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetyczne wskazały brak istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci (łącznie moc 622,637 MW), w 28 przypadkach (łącznie moc 389,036 MW) przedsiębiorstwa energetyczne w powiadomieniach o odmowie wskazały oprócz braku istnienia warunków technicznych, także brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, w jednym przypadku (moc 14,90 MW) przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu o odmowie wskazało brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci.

Ponadto w osiemnastu przypadkach (łącznie moc 288,575 MW) przedsiębiorstwa dystrybucyjne wskazywały na brak możliwości zbilansowania KSE ze strony operatora systemu przesyłowego PSE S.A., co było także powodem odmowy przyłączenia wskazanym przez PSE S.A. w jedynym nadesłanym przez to przedsiębiorstwo powiadomieniu o odmowie przyłączenia do sieci, dotyczącym farmy wiatrowej o mocy 120 MW.

W 148 przypadkach (łącznie moc 1 026,513 MW) odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dotyczyły źródeł – farm wiatrowych, biogazowni, elektrowni słonecznych (instalacje fotowoltaiczne), źródeł biomasowych oraz źródeł gazowych (konwencjonalne i kogeneracja). Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, że odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na niespełnienie wymagań jakościowych energii, ze względu na zagrożenia zwarciowe sieci SN, ze względu na niezachowanie lokalnego charakteru źródła, oraz ze względu na przeciążenia sieci.

Cztery odmowy dotyczyły odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej i zawierały informację o braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego na teren obejmujący działkę.

W 2013 r. OSD działający na terenie OT Poznań:

- ENEA Operator Sp. z o.o. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 23 farm wiatrowych o łącznej mocy 314,535 MW, 5 biogazowni o łącznej mocy 3,337 MW, źródła gazowego o mocy 2,376 MW, 10 instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 18,186 MW oraz odbiorcy zakwalifikowanego do V grupy przyłączeniowej o mocy 0,016 MW – łącznie: 40 szt., 338,45 MW,
- ENERGA-Operator S.A. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 17 farm wiatrowych o łącznej mocy 161,73 MW, 2 biogazowni o łącznej mocy 1,498 MW, źródła gazowego o mocy 0,4 MW oraz 37 instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 56,102 MW – łącznie: 57 szt., 219,73 MW,
- PKP ENERGETYKA S.A. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej biogazowni o mocy 0,5 MW oraz instalacji fotowoltaicznej o mocy 2 MW – łącznie: 2 szt., 2,5 MW,
- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej źródła gazowego o mocy 12 MW

oraz operator systemu przesyłowego PSE S.A. odmówił przyłączenia do sieci przesyłowej farmy wiatrowej o mocy 120 MW.

W podziale na rodzaje źródeł, przyłączenia odmówiono:

- 41 farmom wiatrowym o łącznej mocy 596,265 MW,
- 8 biogazowniom o łącznej mocy 5,335 MW,
- 48 instalacjom fotowoltaicznym o łącznej mocy 76,288 MW,
- 3 źródłom gazowym o łącznej mocy 14,776 MW.

Natomiast w 2014 r. OSD działający na terenie OT Poznań:

- ENEA Operator Sp. z o.o. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 9 farm wiatrowych o łącznej mocy 163,420 MW, instalacji fotowoltaicznej o mocy 0,1 MW oraz 3 odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej o łącznej mocy 0,044 MW – łącznie: 13 szt., 163,564 MW,
- ENERGA-Operator S.A. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej 15 farm wiatrowych o łącznej mocy 128,83 MW, źródła konwencjonalnego gazowego o mocy 1,0 MW oraz 21 instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 25,599 MW – łącznie: 37 szt., 155,429 MW,
- D-Energia Sp. z o.o. odmówił przyłączenia do sieci dystrybucyjnej źródła biomasowego (m.in. spalanie odpadów) kogeneracyjnego o mocy 14,9 MW.

W podziale na rodzaje źródeł, przyłączenia odmówiono:

- 24 farmom wiatrowym o łącznej mocy 292,25 MW,
- 22 instalacjom fotowoltaicznym o łącznej mocy 25,699 MW,
- źródłu gazowemu konwencjonalnemu o mocy 1,0 MW,
- źródłu biomasowemu kogeneracyjnemu o mocy 14,9 MW.

W 2013 r. do OT Poznań wpłynęło osiem wniosków o rozstrzygnięcie sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Jednocześnie w 2013 r. wydano osiem decyzji w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W 2014 r. wpłynął wniosek o rozstrzygnięcie sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Wydano dwie decyzje w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W zakresie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych:

- w dwudziestu czterech przypadkach (dwunastu w 2013 r., dwunastu w 2014 r.) skargi i wnioski dotyczyły przede wszystkim realizacji warunków zawartych umów o przyłączenie do sieci, opłaty przyłączeniowej i odmowy przyłączenia do sieci,
- w dziewięciu przypadkach (pięciu w 2013 r., czterech w 2014 r.) skargi i wnioski dotyczyły nieprawidłowych wartości napięcia zasilającego i współczynników migotania światła oraz związanych z tym bonifikat, awarii o niewielkim zasięgu oraz przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (z reguły mieszczących się w dopuszczalnych czasach trwania); przedsiębiorstwa informowały o działaniach podjętych w celu poprawy warunków zasilania.

OT Lublin (obejmuje woj. lubelskie i podlaskie) w latach 2013–2014 monitorował odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci energii elektroenergetycznej głównie w oparciu o przesyłane przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego, zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, informacje o odmowach przyłączenia do sieci, a także w przypadku rozpatrywania zgłoszonych przez odbiorców skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych oraz w trakcie rozstrzygania spraw spornych w tym zakresie. Należy przy tym wskazać, że z uwagi na zmiany ustawy – Prawo energetyczne w zakresie przyłączania do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji (art. 7 ust. 8d⁴) znaczna część zagadnień, jakie były przedmiotem rozpoznania przez Prezesa URE w 2014 r. dotyczyła utrudnień stawianych przez operatora systemu dystrybucyjnego w związku z realizacją złożonych przez podmioty przyłączane zgłoszeń przyłączenia mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej. Należy przy tym wskazać, że utrudnienia powyższe związane były z niewłaściwą interpretacją przez operatora systemu dystrybucyjnego znowelizowanych przepisów (wypracowanie stosownej procedury wewnętrznej przez OSD). Jedną z istotnych barier, jaka pojawiła się w związku z realizacją przyłączeń do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji, było wymaganie przez PGE Dystrybucja S.A. potwierdzenia faktu montażu tych mikroinstalacji przez osoby posiadające stosowne uprawnienia – certyfikowanych instalatorów, o których mowa w art. 20a ustawy – Prawo energetyczne (obecnie art. 136 ustawy o odnawialnych źródłach energii) lub uprawnienia budowlane do kierowania robotami budowlanymi o specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych. Należy nadmienić, że Prezes URE w Informacji nr 40/2013 r. wskazał, że „żaden z przepisów nie uzależnia przyłączenia instalacji do sieci od obecności instalatora posiadającego certyfikat, zatem przedsiębiorstwa energetyczne, które uzależniają przyłączenie mikroinstalacji w sytuacji gdy system certyfikacji jest systemem dobrowolnym, działają bez podstawy prawnej”. Jeżeli chodzi zaś o szczególne uprawnienia budowlane, o których mowa wyżej – nadal pojawia się ten problem.

W związku z ustaleniami dotyczącymi nieprawidłowości w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii, w 2014 r. na PGE Dystrybucja S.A. została nałożona kara pieniężna w wysokości 50 000 zł. Decyzja w sprawie wymierzenia kary pieniężnej była skutkiem ustalenia, że PGE Dystrybucja S.A. w ramach prowadzonej koncesjonowanej działalności gospodarczej polegającej na dystrybucji energii elektrycznej z nieuzasadnionych powodów odmawiała zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Ustalenia poczynione w trakcie postępowania w sprawie nałożenia kary wskazywały, że spółka w zakresie ustalania istnienia lub braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia zaniechała wykonania, w stosunku do źródeł o mocy powyżej 2 MW, ekspertyzy o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy – Prawo energetyczne, wbrew obowiązkowi wynikającemu z tego przepisu.

W okresie sprawozdawczym w postępowaniach sądowych, prowadzonych na skutek złożonych przez PGE Dystrybucja S.A. odwołań od decyzji Prezesa URE kształtujących treść umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej należącej do PGE Dystrybucja S.A. odnawialnych źródeł energii (farm wiatrowych), SOKiK oraz Sąd Apelacyjny w Warszawie w większości uchylili decyzje Prezesa URE.

Niezależnie od skarg, które dotyczyły odmowy lub trudności w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji, w OT Lublin rozpatrywane były również skargi, które dotyczyły opóźnień lub innych przeszkód w realizacji umów o przyłączenie zawartych z odbiorcami energii elektrycznej.

OT Łódź (obejmuje woj. łódzkie i mazowieckie) w omawianym okresie otrzymał 46 informacji o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W zdecydowanej większości odmowy dotyczyły przyłączeń do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii. Powodem wydanych odmów były przyczyny techniczne. Analiza informacji uzyskanych w toku rozpatrywania skarg odbiorców wskazuje jednak na niekorzystną dla odbiorców w grupie gospodarstw domowych praktykę stosowaną przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie przyłączeń do sieci. Przedsiębiorstwa wydają odbiorcom techniczne warunki przyłączenia i zawierają umowy o przyłączenie do sieci. Następnie umowy te są wielokrotnie przedłużane, często o kilka lat.

Po przeprowadzeniu wnikliwej analizy odmów wydania technicznych warunków przyłączenia do sieci oraz skarg odbiorców OT Łódź podejmował decyzje odnośnie dalszego prowadzenia postępowania, natomiast na wniosek odbiorców dotyczący odmowy przyłączenia do sieci prowadzone były postępowania administracyjne. W 2014 r. prowadzono dwa takie postępowania, które zostały umorzone na skutek wydania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków przyłączenia.

OT Wrocław (obejmuje woj. dolnośląskie i opolskie) w omawianych latach rozpatrywał osiemnaście powiadomień o odmowie przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej bliskiej 390 MW, w tym osiem spraw dotyczących odnawialnych źródeł energii (siedem farm wiatrowych i jedna fotowoltaiczna o łącznej mocy 287,5 MW). Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, z czego czternaście dotyczyło odmowy ze względu na brak warunków technicznych, zaś cztery ze względu na brak warunków ekonomicznych. Dziesięć odmów dotyczyło odbiorców zakwalifikowanych do V grupy przyłączeniowej. W latach 2013–2014 wpłynęły dwie skargi dotyczące wstrzymania dostaw energii elektrycznej ze względu na przerwy w dostawach energii elektrycznej związanej z planowanymi pracami oraz awariami na sieci elektroenergetycznej.

Należy zauważyć, że w 2012 r. przeprowadzono w OT Wrocław postępowanie ugodowe na gruncie kodeksu postępowania administracyjnego, które zaowocowało w kolejnych sprawach spornych bardziej elastycznym stanowiskiem stron. Ten przykład spowodował znaczące ograniczenie liczby napływających sporów.

OT Katowice (obejmuje woj. śląskie i świętokrzyskie) w okresie 2013–2014 odnotował trzy powiadomienia o odmowie przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 37,0 MW, w tym lądowej elektrowni wiatrowej i dwóch podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w celu pobierania energii elektrycznej. W każdym z trzech przypadków powodem odmowy przedsiębiorstwa energetycznego był brak warunków technicznych. Monitorowanie odbywa się z uwzględnieniem Stanowiska Prezesa URE nr 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), w którym określono jednolite zasady i kryteria oceny ekonomicznej przyłączania podmiotów do sieci i które powinny być stosowane przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Prowadzone przez OT Katowice już od dłuższego czasu działania o charakterze *quasi* mediacyjnym, zmierzające do wyjaśnienia interesariuszom, że polubowne załatwienie sprawy to najlepszy, najprostszy, najszybszy i satysfakcjonujący wszystkich sposób rozwiązania wszelkich trudności spowodowały, że w ww. okresie OT Katowice rozpatrywał dwie sprawy sporne w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczące odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z których jedna została umorzona, na podstawie art. 105 § 1 ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego, bowiem w trakcie postępowania administracyjnego dwa przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej w drodze porozumienia zawarły umowę o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej stacji transformatorowej. Druga ze spraw jest w toku, lecz również zmierza w kierunku umorzenia na podstawie ww. przepisu Kpa. W trakcie tego postępowania administracyjnego przyszły odbiorca energii elektrycznej i przedsiębiorstwo energetyczne zadeklarowali zawarcie umowy dotyczącej przyłączenia obiektu odbiorcy w drodze porozumienia. Powyższe jest w dużej mierze wynikiem starań mediacyjnych OT Katowice i wielowymiarowej argumentacji zmierzającej do koncyliacyjnego rozwiązania.

Ponadto monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji odbywało się również w trakcie rozpatrywania skarg i innych wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wśród kilkuset wystąpień poruszających różnorodną problematykę elektroenergetyczną wyodrębniono w OT Katowice i objęto stosownym monitoringiem dwanaście przypadków (po sześć w latach 2013–2014) w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej.

W omawianym okresie nie stwierdzono naruszeń, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 4, pkt 15, pkt 18, pkt 24 ustawy – Prawo energetyczne, determinujących wymierzenie kar pieniężnych.

OT Kraków (obejmuje woj. małopolskie i podkarpackie) w latach 2013–2014 otrzymał siedem powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci, z tego trzy odmowy miały miejsce w 2013 r., a cztery w 2014 r. Wszystkie odmowy związane były z brakiem warunków technicznych przyłączenia (0,844 MW).

W omawianym okresie nie wydano decyzji w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W 2014 r. wpłynął wniosek o rozstrzygnięcie sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci OSD, postępowanie to zostało zawieszono z urzędu.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło łącznie 36 skarg dotyczących tej tematyki. Wnioskodawcy skarżyli się m.in. na przerwy w dostawach energii elektrycznej związanej z planowanymi pracami na sieci dystrybucyjnej lub awariami.

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

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

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

Na obszarze działania **OT Szczecin** w 2013 r. główne awarie spowodowane były działaniem huraganu „Ksawery”, który przeszedł nad Polską w dniach 6-8 grudnia. W początkowych godzinach jego trwania 6 grudnia 2013 r. liczba odbiorców pozbawionych energii sięgała ponad 130 tys. odbiorców, w największej mierze na napięciu średnim i niskim, a w mniejszym zakresie na napięciu wysokim. Na koniec 6 grudnia 2013 r. bez dostaw energii elektrycznej pozostawało jeszcze ponad 80 tys. odbiorców. W kolejnych dniach usunięto awarie powstałe w wyniku tego huraganu.

Pozostałe przerwy w zasilaniu w 2013 r. miały charakter katastrofalnych (trwających powyżej 24 godz.) z powodu wyjątkowo silnych wichur, ale z każdym dniem o mniejszym zakresie. Naprawy dotyczyły głównie zerwanych przewodów, wymiany słupów, izolatorów i likwidacji zalegających na liniach powalonych lub uszkodzonych drzew.

W 2014 r. również na terenie działania dwóch największych operatorów (ENEA Operator Sp. z o.o. i ENERGA-Operator S.A.) główne awarie spowodowane były działaniem silnych, wręcz huraganowych wiatrów, które miały miejsce w dniach 15-17 marca 2014 r. Liczba odbiorców pozbawionych energii elektrycznej sięgała rzędu kilkudziesięciu tys. odbiorców w największej mierze na średnim i niskim napięciu, a w mniejszym stopniu na napięciu wysokim. Przerwy w zasilaniu miały również charakter katastrofalnych, tj. trwających powyżej 24 godz., z powodu równie silnych wichur. Należy jednak stwierdzić, że zakres tych awarii był znacznie mniejszy niż w trakcie przechodzącego pod koniec 2013 r. huraganu „Ksawery”. Naprawy dotyczyły głównie zerwanych przewodów, wymiany słupów, zerwanych linii, uszkodzonych izolatorów i likwidacji zalegających na liniach uszkodzonych drzew. Pozostałe awarie w 2014 r. występowały w nieporównywalnie mniejszym zakresie i głównie były to awarie długie i bardzo długie występujące na napięciu średnim i niskim.

Zamierzenia inwestycyjne i modernizacyjne mające na celu uzyskanie właściwego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zapewnienia standardów jakościowych dostaw realizowane były i są w oparciu o uzgodnione z Prezesem URE plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Monitoring realizacji zadań objętych planem rozwoju dokonywany jest na bieżąco poprzez działania regulacyjne, podejmowane przez Prezesa URE. Działania w tym zakresie podejmowane były i są w Północno-Zachodnim Oddziale Terenowym URE w Szczecinie w toku postępowań wyjaśniających na skutek skarg i wniosków odbiorców lub w trakcie prowadzonych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowań administracyjnych dotyczących odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Na przestrzeni okresu objętego raportem nie podjęto decyzji o ukaraniu przedsiębiorstw energetycznych za nieutrzymywanie w należyłym stanie technicznym sieci elektroenergetycznych.

W latach 2013–2014 w **OT Gdańsk** przeprowadzono monitoring sieci dystrybucyjnej czterech operatorów (OSD), tj. ENERGA-Operator S.A. z siedzibą w Gdańsku, ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie i POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

Z uzyskanych informacji od ENERGA-Operator S.A. wynikało, że na sieci WN wystąpiły wyłącznie długie i krótkie przerwy. Nie odnotowano przerw bardzo długich i katastrofalnych. Łącznie, w omawianym okresie na sieci WN wystąpiły 22 wyłączenia awaryjne w woj. pomorskim i 5 wyłączeń awaryjnych w woj. warmińsko-mazurskim. Najkrótszy czas trwania awarii wyniósł 2 sek., a najdłuższa przerwa wyłączenia awaryjnego trwała 11 godz. 55 min.

Najwięcej wyłączeń wystąpiło na sieci SN eksploatowanej przez tego operatora. Zaliczają się do nich przerwy krótkie, długie, bardzo długie i przerwy katastrofalne. I tak, w ww. okresie w woj. pomorskim odnotowano łącznie 7 241 wyłączeń, a w woj. warmińsko-mazurskim – 2 955. Na każde zaistniałe wyłączenie awaryjne ENERGA-Operator S.A. reagowało bez zbędnej zwłoki. Poprzez system SCADA na GPZ-ach, stacjach SN/nn z telesterowaniem oraz w głębi sieci SN za pomocą łączników sterowanych radiowo, odbywały się zdalne przełączenia sieci w celu zminimalizowania liczby wyłączonych odbiorców. Z kolei długich wyłączeń awaryjnych w woj. pomorskim było 5 685, a w woj. warmińsko-mazurskim – 2 808. Zasadniczy wpływ na powyższe awarie miały warunki przyrodnicze: wiatry huraganowe, szadź, śnieżyce, oblodzenia, wyładowania atmosferyczne, ptaki i zwierzęta. Obszarami, w których najczęściej występowały awarie były: Rejon Dystrybucji Wejherowo w woj. pomorskim i Rejon Dystrybucji Elbląg w woj. warmińsko-mazurskim. Czas trwania najdłuższej przerwy długiej wyniósł niecałe 12 godz. w obu ww. województwach. Przerwy bardzo długie z kolei trwały ponad 23 godz. na tym obszarze, jednakże było ich mniej niż przerw długich. W woj. pomorskim na terenie działania ENERGA-Operator S.A. odnotowano 329 wyłączeń awaryjnych w obu województwach. Natomiast przerw katastrofalnych wystąpiło 134 w woj. pomorskim i 16 w woj. warmińsko-mazurskim. Najdłuższa przerwa katastrofalna trwała ponad 159 godz. Według ENERGA-Operator S.A., w odniesieniu do przerw katastrofalnych i bardzo długich, przedsiębiorstwo to w dużej mierze nie miało wpływu na ww. zdarzenia. Główną ich przyczyną były wyjątkowo niekorzystne warunki atmosferyczne, np. w 2013 r. orkan Ksawery, w wyniku których m.in. przewracane były drzewa spoza normatywnych pasów wycinek, powodujące trwałe uszkodzenia sieci elektroenergetycznych takie jak zrywanie przewodów, łamanie słupów. Rozległość tych awarii skutkowała tym samym długim czasem ich usuwania. Zmagaly się z tym zwiększone ilości brygad elektromonterów, dyspozytorów ruchu, jak również angażowano firmy zewnętrzne, z którymi przedsiębiorstwo to ma zawarte porozumienia na usuwanie tego typu awarii.

Najbardziej niekorzystne zjawiska atmosferyczne, w związku z przechodzącym orkanem, wystąpiły w dniach 6-8 grudnia 2013 r. W szczególności dotknęły one obszar północnej i centralnej Polski. 6 grudnia 2013 r. ENERGA-Operator S.A. już w godzinach porannych rozpoczęła prace nad zlokalizowaniem i usunięciem awarii. O godz. 17:30 nastąpiła kulminacja liczby wyłączonych stacji, a co za tym idzie liczby odbiorców pozbawionych zasilania. W tym momencie łączna liczba wyłączonych stacji SN/nN wynosiła 7 249 szt., co skutkowało pozbawieniem zasilania 312 tys. odbiorców. Liczba ekip lokalizujących i zaangażowanych w usuwanie awarii wyniosła ok. 1 200. Do godziny 21:30 tego dnia udało się przywrócić zasilanie do 115 tys. odbiorców, a dnia następnego (7 grudnia 2013 r.), do godz. 17:30 przywrócono zasilanie w 5 824 stacjach SN/nN, co spowodowało zmniejszenie liczby niezasilonych odbiorców do poziomu 44 tys.

Odrębny problem stanowił stan pracy sieci WN w Oddziałach Słupsk oraz Koszalin. Wyłączenie linii 110 kV Żydowo-Szczecinek Marcelin oraz Okonek-Szczecinek Leśna spowodowało wzrost obciążenia na linii Węgorzyno-Drawsko do wartości bliskich jej dopuszczalnej obciążalności (96%). O godz. 13:30 napięcie w stacji Szczecinek Marcelin wynosiło 110 kV. Krytyczna sytuacja wystąpiła również w miastach Miastko i Bytów, które w wyniku awarii w sieci WN pozostawały bez zasilania od godz. 15:08 6 grudnia 2013 r. do godz. 02:41 7 grudnia 2013 r. (blisko 12 godz.).

Wcześniej, w okresie letnim, tj. 27 sierpnia 2013 r. nastąpiła poważna awaria na terenie powiatu kościerskiego. O godz. 10:40 w GPZ Kościerzyna nastąpił zanik, mierzonego w fazie L3, prądu od strony 110 kV transformatora nr 2. Najbardziej prawdopodobną przyczyną błędnego działania zabezpieczenia różnicowego było zakłócenie w pracy przekaźnika MiCOM P632, jednakże w GPZ Kościerzyna nie stwierdzono uszkodzeń aparatury pierwotnej 110 kV i 15 kV oraz uszkodzeń w urządzeniach automatyki zabezpieczeniowej i telemechaniki.

Inne przedsiębiorstwo, ENEA Operator Sp. z o.o., na linii WN odnotowało jedną długą i jedną krótką przerwę w zasilaniu odbiorców na obszarze działania woj. pomorskiego. Należy tu również wskazać, że przedsiębiorstwo to nie prowadzi swojej działalności na terenie woj. warmińsko-mazurskiego, a obszar

działania tego podmiotu w woj. pomorskim jest niewielki, bowiem prowadzi on dystrybucję energii elektrycznej własnymi sieciami wyłącznie w dwóch miastach: Chojnice i Czarna Woda oraz w gminach: Brusy, Chojnice, Czarne, Czersk, Człuchów, Debrzno, Gniew, Karsin, Konarzyny, Lipnica i Studzienice. W przypadku obu awarii powodem ich powstania były burze, co skutkowało zerwaniem przewodów i złamaniem słupów elektroenergetycznych. Na linii tej awarie miały miejsce w trzech miejscowościach: Domyśl, Prądy k. Lędyczka (gm. Czarne) i Buka (gm. Debrzno). Z kolei na linii SN w latach 2013–2014 przedsiębiorstwo to odnotowało 243 krótkie przerwy, 169 długich przerw i 9 katastrofalnych. W ww. przypadkach głównymi przyczynami powstania tych przerw były również działania żywiołów (wichura), jak również zużycie materiału, skutkiem czego uszkodzone zostały słupy, przewody, izolatory i wiązanki. Awarie na SN wystąpiły w 2013 r. także na obszarze linii Blachowo i Czersk z GPZ Brusy, Domyśl, Prądy k. Lędyczka i Buka. W 2014 r. natomiast na linii Blachowo, Rolbik z GPZ Brusy, Kamień, Sępólno z GPZ Przemysłowa, Domyśl, Prądy k. Lędyczka i Buka. Należy zauważyć, że najkrótsza przerwa w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej trwała 39 min. (m. Domyśl oraz Prądy) i spowodowana była wstrzymaniem dostaw na prośbę Straży Pożarnej z powodu pożaru w miejscowości Anielin, natomiast najdłuższa przerwa trwała 48,5 godz. na linii Warszyn i związana była z wymianą złamanych słupów i naprawą zerwanych przewodów powstałych podczas orkanu Ksawery w grudniu 2013 r.

Z uzyskiwanych informacji wynika także, że podmiot ten na bieżąco przeprowadza zabiegi eksploatacyjne, zgodnie z wymogami zawartymi w regulacjach zewnętrznych i wewnętrznych oraz adekwatnie do potrzeb. Dodatkowo spółka planuje przeprowadzenie szeregu działań modernizacyjnych swojej sieci dystrybucyjnej, ujętych w Planie Rozwoju na lata 2014–2019.

Kolejny OSD, tj. PGE Dystrybucja S.A., obejmuje swoim działaniem tylko część woj. warmińsko-mazurskiego (miasta: Biała Piska, Ełk, Giżycko, Gołdap, Mikołajki, Olecko, Pisz, Ruciane-Nida, Węgorzewo oraz pobliskie powiaty). W przypadku przerw długich na sieci SN odnotowano ich 1 416. Najkrótsza przerwa w omawianym okresie trwała 3 min., a najdłuższa 11 godz. 58 min. Przyczynami ww. awarii były m.in. pożary, powodzie, oblodzenia, dewastacje, usuwanie się i osiadanie gruntu, porywisty wiatr, kradzieże elementów sieci, ptaki (np. młode bociany siadające na konstrukcjach linii napowietrznych) i zwierzęta (np. bobry). Z kolei przerw bardzo długich było 66 – najkrótsza trwała 12 godz. 8 min., a najdłuższa 23 godz. 33 min. Przerw katastrofalnych odnotowano 17, przy czym najdłuższa trwała 45 godz. 34 min. Awarie na terenie działania ww. spółki występowały głównie na liniach przebiegających przez tereny leśne. W latach 2013–2014 najczęściej awarie powtarzały się w gminie Biała Piska, gminie Pozezdrze i gminie Ruciane-Nida.

PGE Dystrybucja S.A. stwierdza obniżenie wskaźników średnich czasów przerw w dostawie energii elektrycznej. Duże znaczenie dla skracania przerw ma telemechanizacja stacji WN/SN, rozdzielni sieciowych SN/SN, jak też rozbudowa systemu rozłączników sterowanych drogą radiową w głębi sieci SN.

Ostatni monitorowany OSD to Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. Spółka ta świadczy usługę dystrybucji energii elektrycznej na obszarze woj. pomorskiego w trzech rejonach dystrybucyjnych: Tczew, Żarnowiec oraz Gdynia (Oksywie i Babie Doły). W okresie sprawozdawczym przedsiębiorstwo odnotowało 28 awarie i we wszystkich tych przypadkach były to awarie długie. Najkrótsza trwała 10 min., a najdłuższa 1 godz. 45 min. i wszystkie z nich dotyczyły rejonu Gdynia-Oksywie i Gdynia Babie Doły.

Z uwagi na fakt, że na początku miesiąca grudnia 2013 r. na terenie działania **OT Poznań** wystąpił szereg niekorzystnych zjawisk atmosferycznych związanych z przechodzącym orkanem, zwrócono się do przedsiębiorstw energetycznych: ENEA Operator Sp. z o.o. i ENERGA-Operator S.A. – dwóch głównych operatorów systemów dystrybucyjnych działających na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie tych województw w IV kwartale 2013 r.

Z informacji nadesłanych przez ENEA Operator Sp. z o.o. wynika, że w okresie od 1.10.2013 r. do 31.12.2013 r. awarie w sieci WN trwające dłużej niż 3 min. wystąpiły jedynie na terenie woj. wielkopolskiego – łącznie podczas 11 awarii ok. 141 tys. odbiorców zostało pozbawionych dostaw energii elektrycznej, łączna liczba wyłączonych linii WN wyniosła 19 szt., łączna liczba wyłączonych stacji WN/SN wyniosła 15 szt., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła ok. 172 MWh.

Ponadto w ww. okresie na terenie woj. wielkopolskiego wystąpiły 292 awarie sieci SN trwające dłużej niż 12 godz. (łączna liczba wyłączonych linii SN: 287, łączna liczba wyłączonych stacji SN/nN: 3 083, szacunkowa liczba odbiorców objętych awarią: 120 tys., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 2 tys. MWh), natomiast na terenie woj. kujawsko-pomorskiego wystąpiło 57 awarii sieci SN trwających dłużej niż 12 godz. (łączna liczba wyłączonych stacji SN/nN: 687, szacunkowa liczba odbiorców objętych awarią: 15 tys., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 126 MWh).

Dodatkowo w ww. okresie na terenie woj. wielkopolskiego wystąpiło 990 awarii sieci nN trwające dłużej niż 12 godz. (szacunkowa liczba odbiorców objętych awarią: 13 tys., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 404 MWh), natomiast na terenie woj. kujawsko-pomorskiego wystąpiło 637 awarii sieci nN trwających dłużej niż 12 godz. (szacunkowa liczba odbiorców objętych awarią: 8 tys., szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 199 MWh).

Z informacji nadesłanych przez ENERGA-Operator S.A. wynika, że w okresie od 5.12.2013 r. godz. 21:00 do 10.12.2013 r. godz. 24:00 (awarie masowe) na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiło 3 249 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 20 249 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 25 118, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 59 487 kWh), 184 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 501 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 95 589, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 98 903 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 10 godz.), 434 awarie sieci nN trwające powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 15 675 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 3 391, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 46 540 kWh).

Ponadto w okresie od 5.12.2013 r. godz. 21:00 do 10.12.2013 r. godz. 24:00 (awarie masowe) na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 2 794 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 16 688 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 20 976, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 47 608 kWh), 211 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 490 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 36 071, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 96 780 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 0,68 godz.); 460 awarii sieci nN trwające powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 18 654 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 3 920, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 60 406 kWh), 26 awarii sieci SN trwających powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 829 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 7 176, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 86 945 kWh).

W pozostałym okresie IV kwartału 2013 r. na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiło 2 679 awarii sieci nN (łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 19 190), 227 awarii sieci SN (łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 83 656) oraz 1 awaria sieci WN, natomiast na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 3 415 awarii sieci nN (łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 21 260), 394 awarii sieci SN (łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 162 793) oraz 1 awaria sieci WN.

Przedsiębiorstwa podkreśliły, że służby odpowiedzialne za lokalizację i usuwanie awarii niezwłocznie przystąpiły do pracy, jednakże z uwagi na wiejący silny wiatr, praca sprzętu ciężkiego (dźwigi, podnośniki) była utrudniona, bądź w niektórych przypadkach niemożliwa. Dodatkową przeszkodę w usuwaniu awarii stanowiły obfite opady śniegu, a także brak możliwości dojazdu do uszkodzonych odcinków linii ze względu na nieprzejezdne drogi (np. z powodu przewróconych drzew).

Ponadto w zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne, zwrócono się do przedsiębiorstwa energetycznego ENEA Operator Sp. z o.o. z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie miejscowości Luboń, Wiry i Łęczyca w styczniu 2014 r.

Z informacji nadesłanych przez ENEA Operator Sp. z o.o. wynika, że w styczniu 2014 r. wystąpiła jedna awaria linii SN – czas trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej: 2 godz. 4 min., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 1 464, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 4,13 MWh oraz 6 awarii linii nn – łączny czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 13 godz. 47 min., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 106, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 0,082265 MWh.

Dodatkowo realizując powyższe kompetencje zwrócono się do przedsiębiorstwa energetycznego ENERGA-Operator S.A. z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w miesiącu grudniu 2014 r.

Z informacji nadesłanych przez ENERGA-Operator S.A. wynika, że w grudniu 2014 r. na terenie woj. kujawsko-pomorskiego nastąpiło 851 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 1 845 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 6 141, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 4 947 kWh), 106 awarie sieci SN trwające do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 239 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 38 353, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 26 909 kWh), 2 awarie sieci WN trwające do 24 godz.; nie występowały awarie sieci trwające powyżej 24 godz.

Ponadto w grudniu 2014 r. na terenie woj. wielkopolskiego nastąpiło 1 451 awarii sieci nN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 3 599 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 13 932, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 13 011 kWh), 176 awarii sieci SN trwających do 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 513 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 85 344, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 105 260 kWh), nie występowały awarie sieci WN trwające do 24 godz.; 2 awarie sieci nN trwające powyżej 24 godz. (łącznie czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej: 57 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia: 11, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej: 123 kWh).

W latach 2013–2014 w **OT Lublin** nie prowadzono kompleksowych działań w zakresie monitorowania występujących w systemach dystrybucyjnych należących do poszczególnych OSD awarii tego systemu. Monitorowanie w zakresie funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, w tym obowiązków w zakresie utrzymywania sieci elektroenergetycznej w należytym stanie technicznym oraz dokonywania przez OSD napraw sieci dystrybucyjnej realizowane było w związku z rozpatrywaniem skarg odbiorców dotyczących m.in. niedotrzymywania przez OSD parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej. W 2014 r. w związku z licznymi awariami występującymi w sieci dystrybucyjnej należącej do PGE Dystrybucja S.A. (w szczególności w okresie zimowym), w OT Lublin w stosunku do ww. operatora systemu dystrybucyjnego podjęte zostały działania monitorujące w zakresie realizacji przez niego obowiązków dotyczących utrzymywania w należytym stanie urządzeń sieci i instalacji. W ramach działań prowadzonych przez OT Lublin nie stwierdzono występowania po stronie OSD nieprawidłowości, które stanowiłyby podstawę do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

W zakresie skarg dotyczących parametrów dostarczanej energii elektrycznej, utrzymywania w należytym stanie technicznym urządzeń, instalacji i sieci, w latach 2013–2014 złożono dwanaście skarg (dziewięć w 2013 r. i trzy w 2014 r.) w zakresie wyłączeń awaryjnych. We wszystkich przypadkach przedsiębiorstwa podjęły działania w celu modernizacji sieci dystrybucyjnej.

Na terenie działania **OT Łódź** nie występowały awarie sieci spowodowane warunkami atmosferycznymi. Monitorowanie napraw sieci dokonywane było na skutek skarg odbiorców skarżących się na niedotrzymywanie parametrów jakościowych energii elektrycznej. Odbiorcy energii z miejscowości Adamów k. Bełchatowa skierowali do Prezesa URE wnioski o podjęcie działań mających na celu wyeliminowanie przerw i zakłóceń w dostawie energii. W toku prowadzonego postępowania PGE Oddział w Łodzi złożył wyjaśnienia oraz poinformował o podejmowanych oraz planowanych zadaniach mających przyczynić się do poprawy parametrów jakościowych dostarczanej energii. Wymieniony został transformator oraz wybudowano nowy odcinek sieci zasilającej odbiorców. W przypadku innych skarg odbiorców, poprawę warunków zasilania uzyskano po przeprowadzeniu wycinki drzew znajdujących się wzdłuż linii zasilającej.

W obszarze działania **OT Wrocław** nie odnotowano katastrofalnych zjawisk atmosferycznych lub innych sytuacji awaryjnych, wymagających interwencji Prezesa URE. W latach 2013–2014 nie zanotowano przypadków działania przedsiębiorstw energetycznych niezgodnie z zapisami warunków koncesyjnych, a w szczególności braku należytej dbałości o utrzymanie w należytym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej (art. 56 ust. 1 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne).

W analizowanym okresie w **OT Katowice** monitorowano dwanaście przypadków (pięć w 2013 r. i siedem w 2014 r.) dotyczących napraw sieci elektroenergetycznej, awarii na sieciach, w ramach których dążono do eliminacji powstałych trudności. Jednocześnie prowadzono monitoring w dwudziestu przypadkach (pięciu w 2013 r. i piętnastu w 2014 r.) w zakresie dotyczącym parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej i ciągłości dostaw (spadki napięcia oraz przerwy w dostawie energii elektrycznej). Każdorazowo przedsiębiorstwa energetyczne podejmowały działania w celu wyeliminowania powstałych zaburzeń. Pełne dane w zakresie wszystkich awarii i zakłóceń w dostawie energii elektrycznej oraz działań podjętych przez OSD, są u nich dostępne.

W wyniku prowadzonego monitoringu przez OT Katowice nie stwierdzono funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych rażąco naruszających przepisy prawa, czy też warunków udzielonych koncesji, które skutkowałyby koniecznością podjęcia stosownych kroków przewidzianych ustawą. W szczególności w okresie 2013–2014 nie odnotowano, aby przedsiębiorstwo energetyczne nie utrzymywało w należy-

tym stanie technicznym infrastruktury elektroenergetycznej (art. 56 ust. 1 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne), stąd też nie prowadzono postępowań administracyjnych w sprawach o ukaranie przedsiębiorstw energetycznych z tego tytułu.

W **OT Kraków** w styczniu 2013 r. uzyskano informacje dotyczące awarii występujących na terenie woj. małopolskiego i podkarpackiego, mających związek z wyjątkowo niekorzystnymi warunkami pogodowymi. Dotyczyły one dwóch OSD: PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A.

W 2013 r. prowadzono postępowanie wyjaśniające w sprawie dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej. Ustalono, że przedsiębiorstwo dostarczało energię elektryczną do odbiorców o parametrach jakościowych niezgodnych z obowiązującymi przepisami. W związku z powyższym w 2014 r. została wydana decyzja o wymierzeniu kary pieniężnej (decyzja ta nie jest ostateczna).

W trakcie prowadzonych postępowań wyjaśniających i skargowych stwierdzono, że OSD działający na obszarze monitorowym przez OT Kraków wykonywali szereg działań zmierzających do poprawy użytkowanej infrastruktury polegającej m.in. na rekonfiguracji sieci, modernizacji sieci i wymianie transformatorów.

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

2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego

Zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) jest odpowiedzialny za udostępnianie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:

- a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych,
- b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a).

W latach 2013–2014 OSP wypełniał ten obowiązek publikując poniżej przedstawione informacje na swojej stronie internetowej, dostępnej pod adresem www.pse.pl.

Ponadto, szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP znajduje się w zatwierdzonej przez Prezesa URE, w drodze decyzji, Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (IRiESP – Korzystanie) oraz w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP – Bilansowanie).

Zgodnie z IRiESP – Korzystanie, w ramach udostępniania użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy KSE, OSP w latach 2013–2014 publikował na swojej stronie internetowej w szczególności:

- 1) Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej,
- 2) taryfę OSP,
- 3) wyciąg z planu rozwoju oraz jego aktualizację, uzgodnione z Prezesem URE.

W zakresie przyłączania do sieci przesyłowej OSP urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich w latach 2013–2014, OSP na swojej stronie internetowej publikował:

- 1) wzory wniosków o określenie warunków przyłączenia,
- 2) informacje dotyczące:

- podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci przesyłowej, lokalizacji przyłączy, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej;
- wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci OSP z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci przesyłowej. Wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej.

W zakresie wymiany międzysystemowej w latach 2013–2014, OSP na swojej stronie internetowej publikował:

- 1) zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na liniach wymiany międzysystemowej,
- 2) zasady rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej,
- 3) wielkości technicznych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej,
- 4) niezbędne wielkości rezerw zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w kierunku eksportowym i importowym,
- 5) informacje o rezultatach przetargów na zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej.

W ramach świadczonych przez OSP usług przesyłania i udostępniania KSE, OSP na swojej stronie internetowej publikuje wzór wniosku o zawarcie umowy przesyłania oraz standardy umów przesyłania i umów udostępniania KSE.

Zgodnie z IRIESP – Bilansowanie, w zakresie rynku energii elektrycznej i pracy KSE w latach 2013–2014, OSP na swojej stronie internetowej publikował:

- 1) informacje o zasobach wytwórczych KSE,
- 2) informacje o planowanej pracy KSE,
- 3) informacje o pracy KSE,
- 4) informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego.

Informacje o zasobach wytwórczych KSE, z uwzględnieniem zdolności wytwórczych źródeł, których rozpoczęcie eksploatacji jest przewidywane w okresie najbliższych 3 lat, są publikowane na stronie internetowej OSP raz w roku, do końca listopada. Informacje dotyczące poszczególnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) zawierają nazwę elektrowni, numer jednostki, moc osiągalną, napięcie przyłączenia tej jednostki oraz rodzaj paliwa. Odnośnie jednostek wytwórczych niebędących JWCD (nJWCD), publikowana jest przewidywana sumaryczna moc osiągalna wszystkich nJWCD.

Informacje o planowanej pracy KSE były publikowane na stronie internetowej OSP w latach 2013–2014 na podstawie opracowywanych przez OSP planów i zawierały dane prognozowane z etapu tworzenia odpowiednio:

- Planu Koordynacyjnego Roczego (PKR),
- Planu Koordynacyjnego Miesięcznego (PKM),
- Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD),
- planu – Bilans Techniczno-Handlowy Dobowy (BTHD),
- planu – Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy (WPKD),
- planu – Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy (BPKD).

Informacje o pracy KSE były publikowane na stronie internetowej OSP w dobie $n+1$ i zawierały:

- zapotrzebowanie na moc w KSE,
- krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej),
- zagregowane wartości bilansu mocy KSE w szczycie rannym i wieczornym doby n ,
- zestawienie ubytków mocy poszczególnych JWCD w poszczególnych godzinach doby n , w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz wielkość ubytku, w podziale na ubytki sieciowe i elektrowniane,
- sumaryczną generację JWCD oraz nJWCD,
- sumaryczną generację źródeł wiatrowych,
- zdolności wytwórcze jednostek grafikowych wytwórczych aktywnych stanowiące operacyjną rezerwę mocy.

Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego były publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby n w dobie $n+1$ i zawierały podstawowe wskaźniki dotyczące ilości energii bilansującej oraz podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego.

Podobnie, od 29 sierpnia 2014 r. na stronie internetowej OSP publikowane są plany uzgodnionej międzyoperatorskiej wymiany międzysystemowej na poszczególnych przekrojach handlowych polsko: -czeskim (CEPS), -słowackim (SEPS), -niemiecki (50HzT), -szwedzkim (połączenie prądu stałego Polska-Szwecja SvK) w poszczególnych dobach handlowych. Dane te zostały uzupełnione danymi historycznymi

dotyczącymi dostaw energii elektrycznej zrealizowanych w ramach międzyoperatorskiej wymiany międzysystemowej w okresie od 1 stycznia 2014 r. do 28 sierpnia 2014 r.

Dodatkowe obowiązki OSP w zakresie dostarczania i publikowania informacji związane są z wejściem w życie rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniającego załącznik I do rozporządzenia 714/2009 (dalej: rozporządzenie).

W związku z tym 5 stycznia 2015 r. stowarzyszenie europejskich operatorów systemów przesyłowych ENTSO-E uruchomiło centralną platformę informacyjną na rzecz przejrzystości, dostępną pod adresem <http://transparency.entsoe.eu>. Rozporządzenie wskazuje organizację ENTSO-E jako odpowiedzialną za zbudowanie centralnej platformy informacyjnej. Z kolei operatorzy systemów przesyłowych, giełdy i platformy obrotu energią oraz biura aukcyjne zajmujące się alokacją zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej krajów członkowskich UE, są odpowiedzialne za przekazywanie do ENTSO-E wymaganych informacji rynkowych. Aby wywiązać się z tego obowiązku operatorzy systemów przesyłowych pozyskują dane od użytkowników systemu elektroenergetycznego, m.in. od wytwórców, odbiorców oraz giełd i platform obrotu energią. Harmonogram publikacji danych jest ściśle określony i uwzględnia niezwłoczne publikowanie informacji o szczególnym znaczeniu dla funkcjonowania rynku energii. Dostępne są m.in. dane w zakresie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, wymiany energii elektrycznej połączeniami międzysystemowymi, udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, niedyspozycyjności jednostek wytwórczych, odbiorczych i elementów sieciowych, a także podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych środków zaradczych dla utrzymania bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Większość publikowanych informacji rynkowych jest prezentowana w odniesieniu do obszarów rynkowych z rozdzielczością godzinową. Udostępnianie tych danych ma na celu wsparcie budowania optymalnych strategii funkcjonowania przez uczestników rynku.

Wypełnienie zobowiązań publikacyjnych dla polskiego obszaru rynkowego wiązało się z wdrożeniem przez PSE S.A., jako operatora systemu przesyłowego w Polsce, systemów pozyskiwania odpowiednich danych i przekazywania ich na platformę informacyjną ENTSO-E. Prace w tym zakresie zostały poprzedzone kilkumiesięcznymi przygotowaniem, podczas których PSE S.A. prowadziły szczegółowe uzgodnienia m.in. z ENTSO-E, Biurem Aukcyjnym CAO (Central Allocation Office), Biurem Alokacji dla rynku dnia bieżącego prowadzonym przez CEPS i TGE S.A. Odbyły się także konsultacje z URE, które pozwoliły doprecyzować zakres i znaczenie danych wymaganych do publikacji, jak również umożliwiły skuteczne poinformowanie użytkowników systemu o obowiązku publikacji.

Mechanizm udostępniania informacji rynkowych do ENTSO-E działa automatycznie i dotychczas nie stwierdzono jego zakłóceń. Stabilnie funkcjonuje również platforma informacyjna ENTSO-E. Niemniej ze względu na skalę oraz złożoność przedsięwzięcia ciągle jest prowadzona wzmożona kontrola kompletności oraz poprawności publikowanych informacji. PSE S.A. aktywnie uczestniczą w tym procesie.

Zgodnie z przepisami rozporządzenia REMIT, uczestnicy hurtowego rynku energii, w tym operatorzy systemów przesyłowych mają obowiązek podawania do publicznej wiadomości informacji wewnętrznych, tj. informacji dotyczących zdolności i wykorzystania instalacji służących produkcji, magazynowaniu przesyłowi energii elektrycznej lub gazu ziemnego lub zużywających energię elektryczną lub gaz ziemny bądź informacje dotyczące zdolności i wykorzystania instalacji skroplonego gazu ziemnego (LNG), w tym dotyczące planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji. Przy czym informacją wewnętrzną jest jedynie informacja o szczególnym charakterze, która podana do wiadomości publicznej mogłaby znacząco wpłynąć na ceny na hurtowym rynku energii, o ile nie została opublikowana.

Informacje wewnętrzne powinny być publikowane przez uczestników rynku w odpowiednim czasie oraz w sposób skuteczny, co oznacza, że publikowana informacja powinna być kompletna oraz powinna być opublikowana tak, aby dotarła jednocześnie do jak najszerszego grona odbiorców tej informacji. W szczególności, informacje wewnętrzne dotyczące infrastruktury przesyłowej powinny być publikowane przez operatorów systemów przesyłowych, docelowo za pośrednictwem centralnych platform informacyjnych. Już obecnie operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego udostępnia przedmiotowe informacje na ENTSO-E Transparency Platform.

Przepisy rozporządzenia REMIT dopuszczają opóźnienie w podawaniu informacji wewnętrznej do publicznej wiadomości, ale jedynie w drodze wyjątku, na własną odpowiedzialność uczestnika rynku oraz po spełnieniu określonych warunków (opóźnienie to nie powinno wprowadzić w błąd opinii publicznej, uczestnik rynku powinien zapewnić poufność tej informacji i nie powinien podejmować w oparciu o tę informację decyzji dotyczących obrotu produktami energetycznymi). Uczestnik rynku powinien przekazać informację wewnętrzną wraz z uzasadnieniem opóźnienia jej publikacji ACER i krajowemu organowi regulacyjnemu.

Zgodnie z projektem zmiany ustawy – Prawo energetyczne każdy, kto wbrew obowiązkowi, o którym mowa w przepisach rozporządzenia REMIT, nie podaje informacji wewnętrznej do publicznej wiadomości podlega karze administracyjnej.

2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych

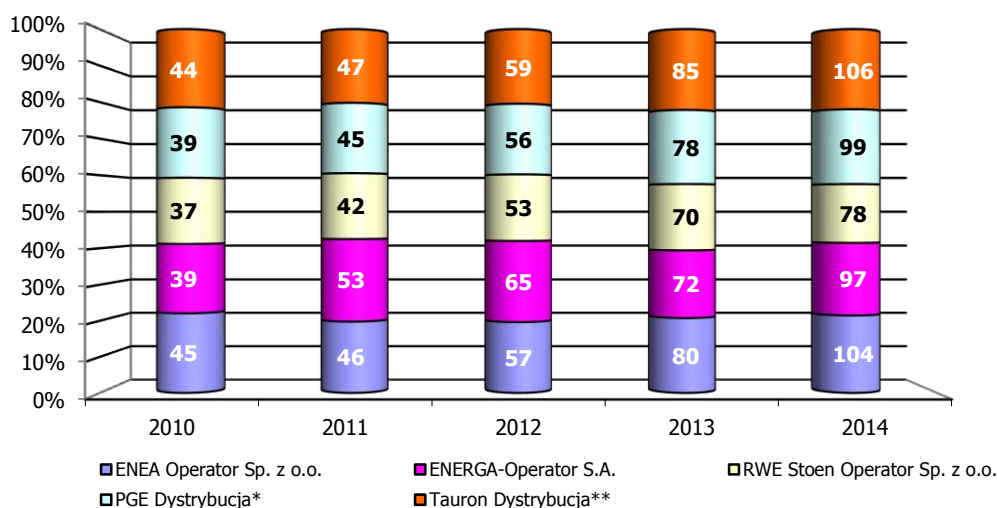
OSD są odpowiedzialni za dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci. Realizacja tych obowiązków odbywa się w oparciu o zasady zawarte w IRiESD. OSD mają ustawowy obowiązek zamieszczenia na swoich stronach internetowych obowiązujących IRiESD oraz udostępnienia ich do publicznego wglądu w swoich siedzibach.

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

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

W tym kontekście należy wspomnieć o obowiązku OSD zamieszczenia na swoich stronach internetowych oraz udostępnienia do publicznego wglądu w swoich siedzibach – wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) wypracowanego przez TOE oraz PTPIREE w 2009 r. Operatorzy poprzez zawierane umowy GUD ze sprzedawcami dokonują doprecyzowania zasad korzystania z sieci i otwierają *de facto* poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na danym obszarze. Z tego względu umowy GUD są konieczne dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy. Zatem dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy istotne jest, by OSD posiadał jak największą liczbę umów GUD. Z analizy monitoringu Prezesa URE z lat 2010–2014 wynika, że systematycznie rośnie liczba umów podpisywanych ze sprzedawcami przez każdego z operatorów. Podczas, gdy na koniec 2010 r. liczba ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 37 do 45, to w 2014 r. przedział ten wynosił od 78 do 106 umów. Najwięcej, bo 106 ważnych GUD na koniec 2014 r. posiadał TAURON Dystrybucja S.A. Należy wskazać, że w samym 2014 r. operatorzy zawarli przeciętnie po ok. 20 umów z nowymi sprzedawcami. Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów w ostatnich pięciu latach przedstawia rys. 7.

Rysunek 7. Liczba posiadanych przez OSD generalnych umów dystrybucji w latach 2010–2014 (stan na koniec roku)



* Dla PGE Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD ze wszystkich Oddziałów. Liczba zawartych GUD w poszczególnych Oddziałach na koniec 2014 r. przedstawia się następująco: O/Białystok – 97, O/Lublin – 99, O/Łódź Miasto – 99, O/Łódź Teren – 99, O/Rzeszów – 100, O/Skarżysko-Kamienna – 101, O/Warszawa – 100, O/Zamość – 100.

** Dla Tauron Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD z obszarów działalności dawnych spółek: TAURON Dystrybucja GZE S.A./Vattenfall Distribution Poland S.A., EnergiaPro S.A., ENION S.A. Liczba zawartych GUD w poszczególnych obszarach działalności dawnych OSD na koniec 2014 r. przedstawia się następująco: TAURON Dystrybucja GZE S.A. – 104, EnergiaPro S.A. – 109, ENION S.A. – 106.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez OSD.

Oprócz wzorca GUD należy również wspomnieć o obowiązku OSD zamieszczenia na swoich stronach internetowych oraz udostępnienia do publicznego wglądu w swoich siedzibach – wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) opracowanego przez TOE oraz PTPIREE i wprowadzonego do stosowania od 1 stycznia 2014 r. Dzięki wypracowanemu wzorcowi każdy sprzedawca, w tym także sprzedawca alternatywny, może oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową (usługę świadczoną na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej), co czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną. Dotychczas tylko sprzedawcy z urzędu mieli zawarte z OSD umowy umożliwiające realizację usługi kompleksowej. Z analizy monitoringu Prezesa URE wynika, że z końcem 2014 r. odnotowano, w zależności od operatora, 11 lub 12 ważnych GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami.

2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej

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

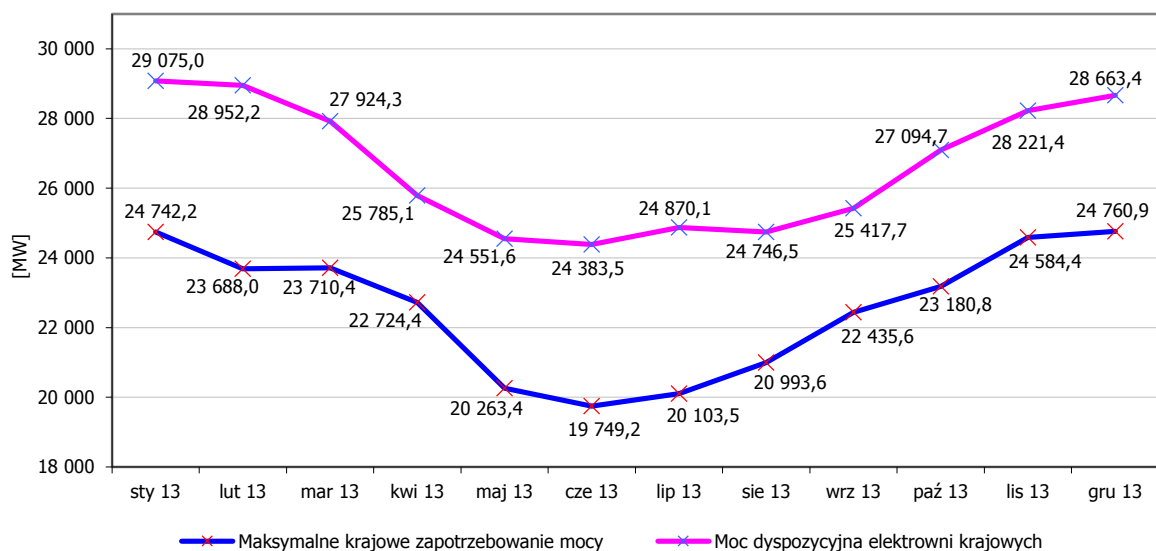
Poziom bezpieczeństwa energetycznego jest warunkowany wieloma czynnikami. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu i podaży na energię i paliwa zależy zarówno od wewnętrznej sytuacji danego kraju, jak i od tej na rynkach światowych. Wśród nich istotnymi są takie determinanty, jak zróżnicowanie struktury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

2.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

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

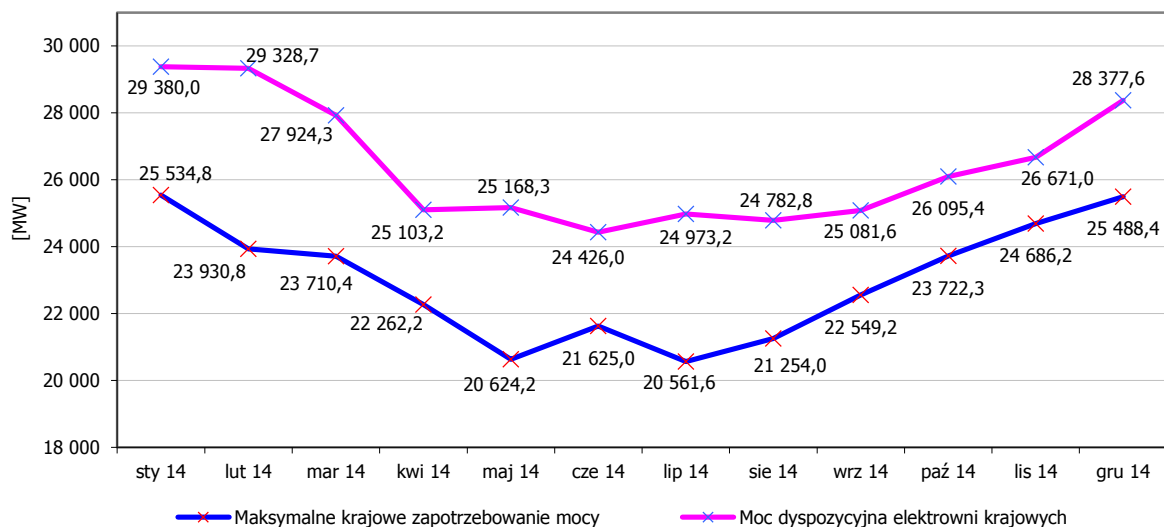
Bezpieczeństwo elektroenergetyczne zależy przede wszystkim od możliwości zaspokojenia zapotrzebowania szczytowego na energię i moc oraz bieżącej i przyszłej struktury zużycia paliw w procesie wytwarzania energii elektrycznej. W toku monitorowania bezpieczeństwa dostaw szczególną uwagę przykładano do sprawdzania: adekwatności (wystarczalności) wytwarzania, bezpieczeństwa operacyjnego systemu oraz dyspozycyjności urządzeń. I tak, wielkość mocy zainstalowanych utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie, przekraczając w 2013 r. oraz w 2014 r. – 38 GW. W relacji mocy dyspozycyjnych do zapotrzebowania na moc odnotowano na przestrzeni lat 2013–2014 sytuację stabilną (rys. 8 i 9).

Rysunek 8. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu wyznaczone dla poszczególnych miesięcy w 2013 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 9. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu wyznaczone dla poszczególnych miesięcy w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Odnośząc się do mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych należy zauważyć, że w skali globalnej nie została odnotowana zasadnicza zmiana tych wielkości w porównaniu do 2013 r. Na uwagę zasługuje ok. 11-procentowy wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej w źródłach odnawialnych.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych w latach 2013–2014 przedstawiono w tab. 4.

Tabela 4. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2014 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2013 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2013 r.	2014 r.	dynamika*	2013 r.	2014 r.	dynamika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	38 406	38 121	99,26	38 112	38 477	100,96
elektrowni zawodowych, w tym:	35 845	35 508	99,06	35 975	36 038	100,18
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	30 120	29 262	97,15	30 235	29 846	98,71
– na węglu kamiennym	19 812	18 995	95,88	19 835	19 654	99,09
– na węglu brunatnym	9 374	9 268	98,87	9 483	9 275	97,81
– gazowych	934	999	106,96	917	917	100,00
elektrowniach zawodowych wodnych	2 221	2 369	106,66	2 311	2 337	101,13
elektrowniach przemysłowych	2 561	2 613	102,03	2 137	2 439	114,13
źródeł odnawialnych	3 504	3 877	110,64	3 429	3 855	112,42
JWCD	25 052	24 663	98,45	25 492	25 039	98,22
nJWCD	13 354	13 458	100,78	12 620	13 438	106,48

* 2014 r./2013 r., gdzie 2013 r. =100

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2014 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 996 MW i wzrosło o ponad 0,5%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 535 MW i wzrosło o ponad 3,1% w stosunku do 2013 r. Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2013–2014 zostały przedstawione w tab. 5.

Tabela 5. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2013–2014

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2013 r.	2014 r.	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	37 748,70	38 216,20	101,24
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 627,80	26 365,50	99,01
Zapotrzebowanie na moc**	21 884,30	21 995,90	100,51
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	24 760,90	25 534,80	103,13
	2013.12.10 godz. 16:45	2014.01.29 godz. 17:15	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc***	2 750,50	3 623,90	131,75
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 242,50	10 745,30	95,58
	2013.07.07 godz. 5:00	2014.04.21 godz. 5:30	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 135,20	12 996,50	116,72

* 2014 r. /2013 r., gdzie 2013 r. =100

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

*** Rezerwa mocy = rezerwa wirująca w JWCD ciepłych+rezerwa JWCD wodnych+rezerwa zimna w JWCD ciepłych.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 37 749 MW w 2013 r. do 38 216 MW w 2014 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej zmalała z 26 628 MW w 2013 r. do 26 366 MW w 2014 r., co spowodowało niewielką zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej 70,5% do 69,0%.

Charakterystyczna dla poprzednich lat wzrostowa tendencja dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej, była kontynuowana w 2014 r. Taka sytuacja może mieć znaczenie dla wielkości mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego, a także dla wielkości niezbędnych rezerw mocy.

Niemniej produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2014 r. kształtowała się na poziomie 156 567 GWh i była niższa o ponad 3,5% niż w 2013 r. Niższa produkcja zbilansowana poprzez import energii elektrycznej, której nadwyżka nad eksportem w 2014 r. wyniosła 2 167 GWh. Warto zaznaczyć, że w 2014 r. Polska stała się importerem energii elektrycznej netto. Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Uwagę zwraca znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (przede wszystkim wiatrowych).

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tab. 6.

Tabela 6. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2013–2014

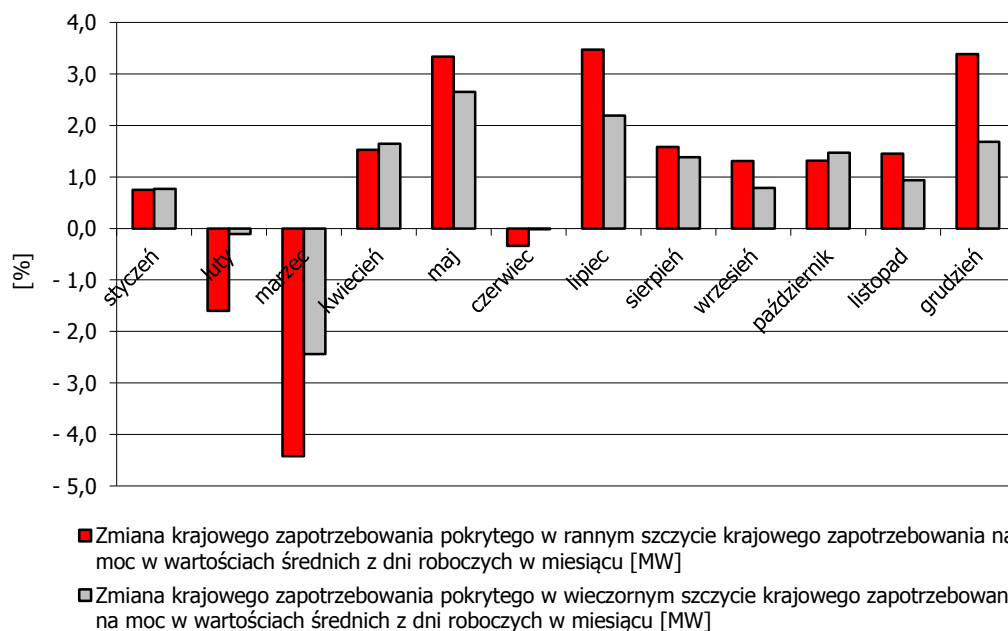
Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2013 r.	2014 r.	dynamika*	2013 r.	2014 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	162 501	156 567	96,35	100,00	100,00
1. elektrownie zawodowe, w tym:	147 435	140 290	95,15	90,73	89,60
a) elektrownie ciepłe, w tym:	144 673	137 770	95,23	89,03	87,99
– na węglu kamiennym	84 566	80 284	94,94	52,04	51,28
– na węglu brunatnym	56 959	54 212	95,18	35,05	34,63
– gazowe	3 149	3 274	103,97	1,94	2,09
b) elektrownie wodne	2 762	2 520	91,24	1,70	1,61
2. elektrownie przemysłowe	9 171	9 020	98,35	5,64	5,76
3. elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	5 895	7 257	123,10	3,63	4,64
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	157 980	158 734	100,48		

* 2014 r. /2013 r., gdzie 2013 r. =100

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rys. 10.

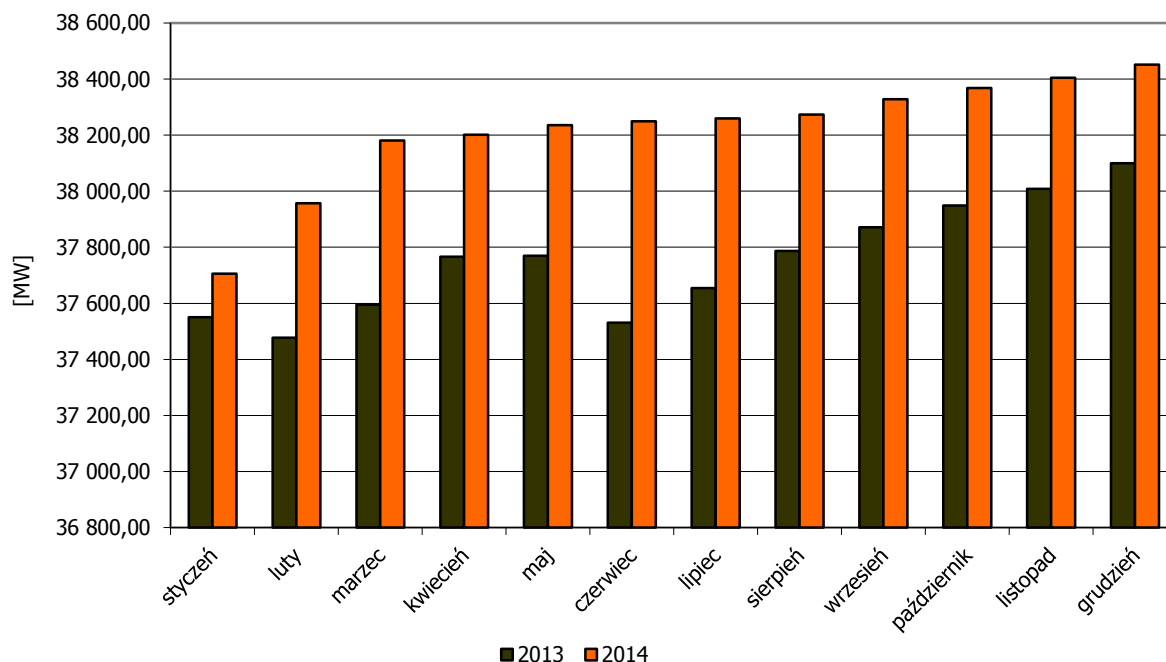
Rysunek 10. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w wartościach średnich z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2014 r. w odniesieniu do 2013 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc nastąpił w marcu w szczycie porannym i wyniósł -4,4% w odniesieniu do 2013 r. Natomiast największy wzrost zapotrzebowania na moc wystąpił w lipcu w okresie szczytu rannego i wyniósł 3,5% w odniesieniu do 2013 r.

Rysunek 11. Moc osiągalna elektrowni krajowych w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w poszczególnych miesiącach w 2013 r. i w 2014 r.

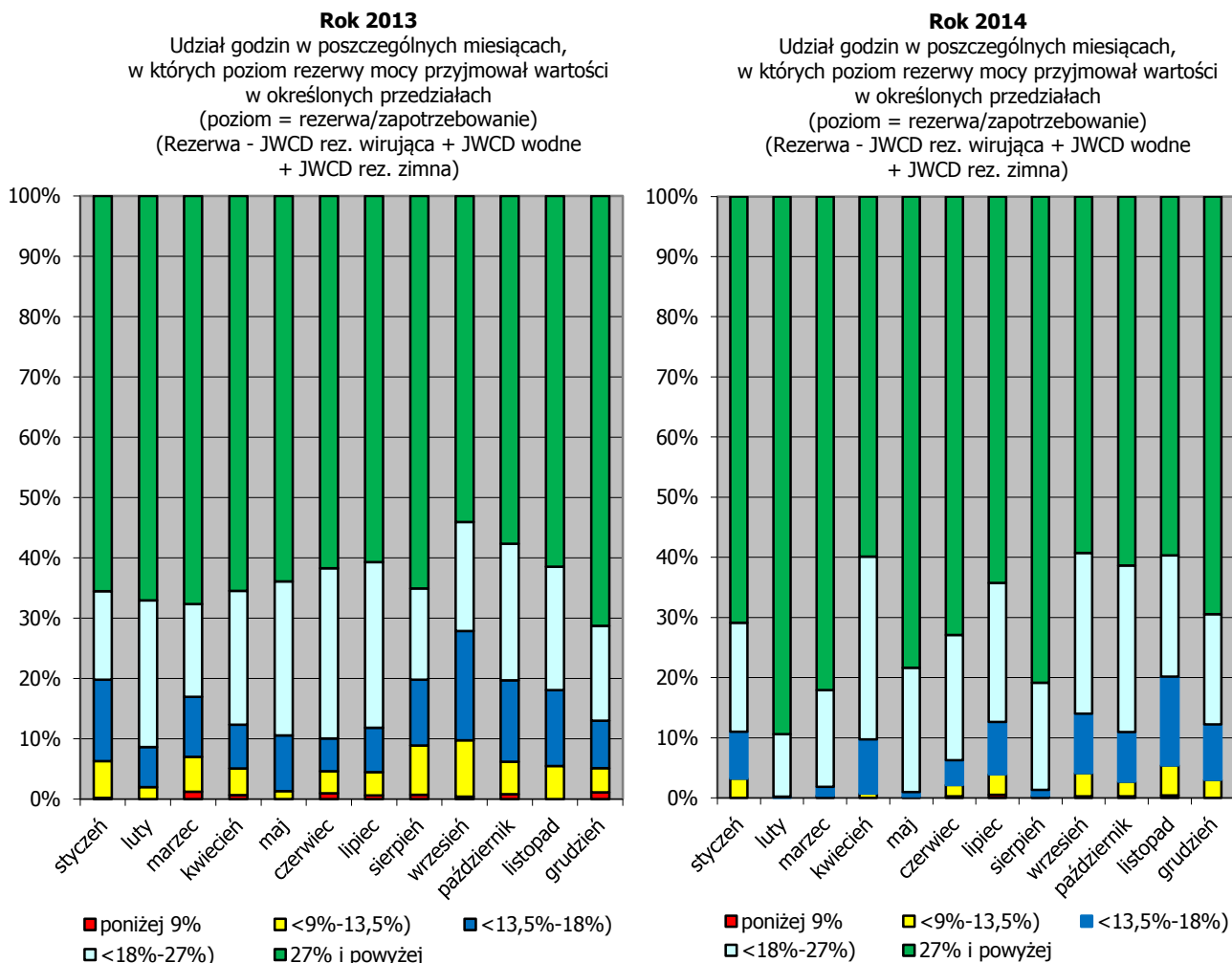


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2014 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w styczniu i wynosiła 37 706 MW, a największa została odnotowana w grudniu i wynosiła 38 452 MW, natomiast w 2013 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w lutym i wynosiła 37 477 MW, a największa została odnotowana w grudniu i wynosiła 38 099 MW.

Poniżej na rys. 12 przedstawiono procentowy udział godzin w miesiącach, w których rezerwa mocy odniesiona do wielkości zapotrzebowania osiągała poziomy w określonych przedziałach m.in. do wielkości referencyjnej ustalonej w IRiESP na poziomie 9%. Przedstawione zostały poziomy rezerwy wyliczonej jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych w 2013 r. i 2014 r.

Rysunek 12. Procentowy udział godzin w miesiącach, w których rezerwa mocy (suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy wodnych JWCD oraz rezerwy zimnej w JWCD ciepłych) odniesiona do zapotrzebowania osiągała poziom: poniżej 9%, od 9% włącznie do 13,5%, od 13,5% włącznie do 18%, od 18% włącznie do 27% oraz 27% i powyżej, w 2013 r. i 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poniżej przedstawiono dane liczbowe dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w 2013 r. (tab. 7) oraz w 2014 r. (tab. 8).

Tabela 7. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2013 r. (na podstawie raportów dobowych PSE S.A.)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	1 393	6,5	1 272	5,4
max	14 094	100,1	12 932	81,0

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 8. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2014 r. (na podstawie raportów dobowych PSE S.A.)

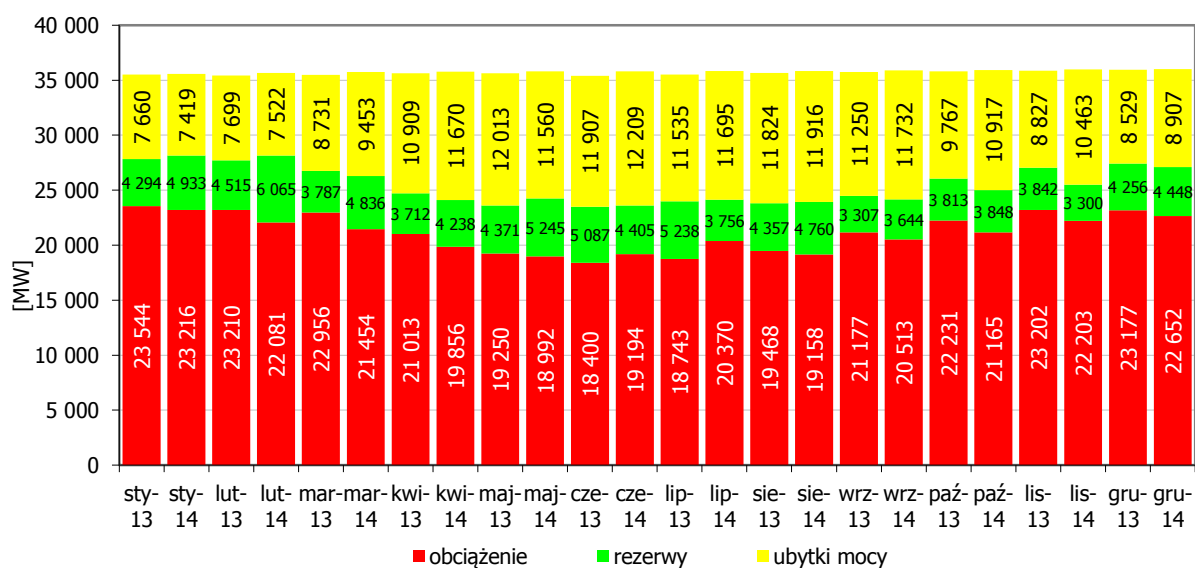
	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	1 299	6,0	1 053	4,8
max	13 551	93,2	12 661	66,2

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na rys. 13 porównane zostały średnie miesięczne wartości (ze szczytów wieczornych z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy 2013 r. i 2014 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2014 r. średni poziom rezerwy w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia kształtował się nieco wyżej niż w 2013 r., za wyjątkiem czerwca, lipca oraz listopada. Bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 13 można zauważyć, że w 2014 r. średnia wartość ubytków była nieznacznie większa w porównaniu z okresem 2013 r., za wyjątkiem okresu dwóch pierwszych miesięcy oraz w maju.

W ujęciu średniorocznym w 2014 r. w porównaniu z 2013 r. wystąpiły niewielkie wzrosty rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

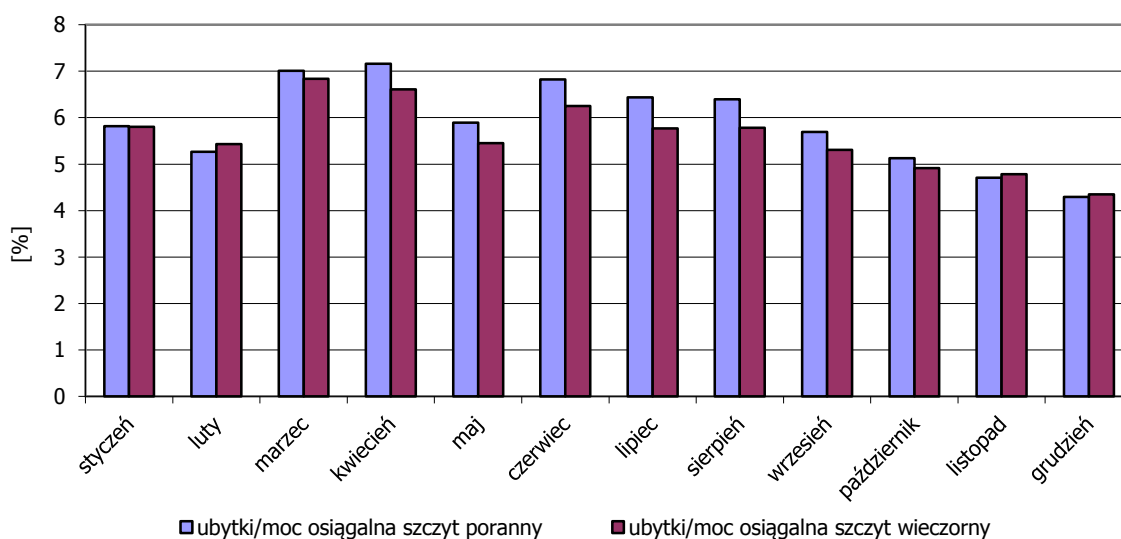
Rysunek 13. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2013 r. i w 2014 r. (na podstawie średnich – miesięcznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym w 2013 r. były do siebie zbliżone (największa różnica: 0,7% występowała w lipcu). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły: w szczycie porannym w kwietniu 2013 r. i wyniosły 7,2% oraz w szczycie wieczornym w marcu 2013 r. – 6,8%, co ilustruje przedstawiony poniżej rys. 14.

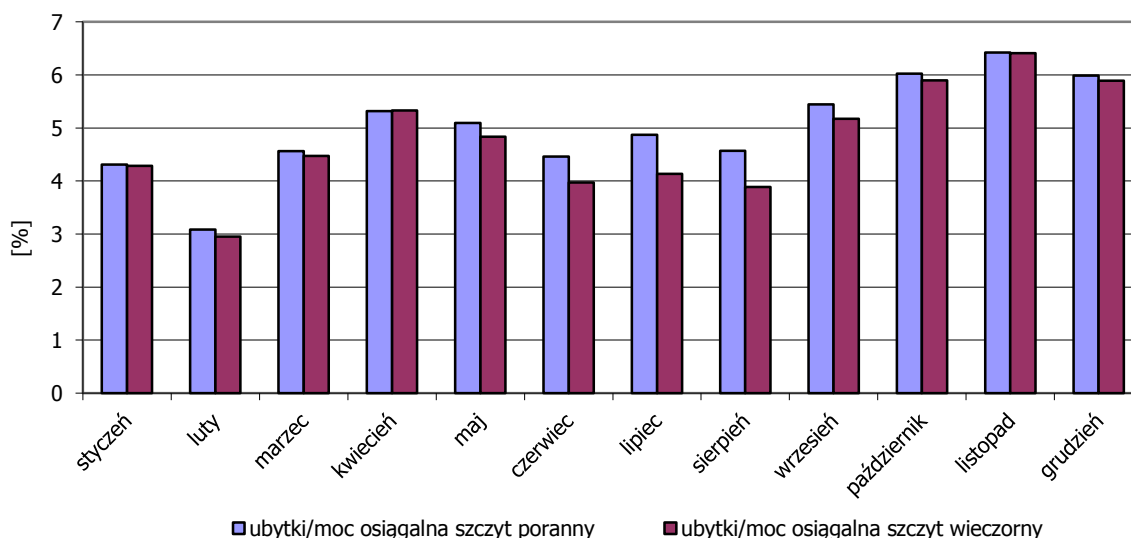
Rysunek 14. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2013 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA

Ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym w 2014 r. były do siebie zbliżone (największa różnica: 0,7% występowały w lipcu i w sierpniu). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły: w szczycie porannym i wieczornym w listopadzie 2014 r. i wyniosły 6,4%, co ilustruje przedstawiony poniżej rys. 15.

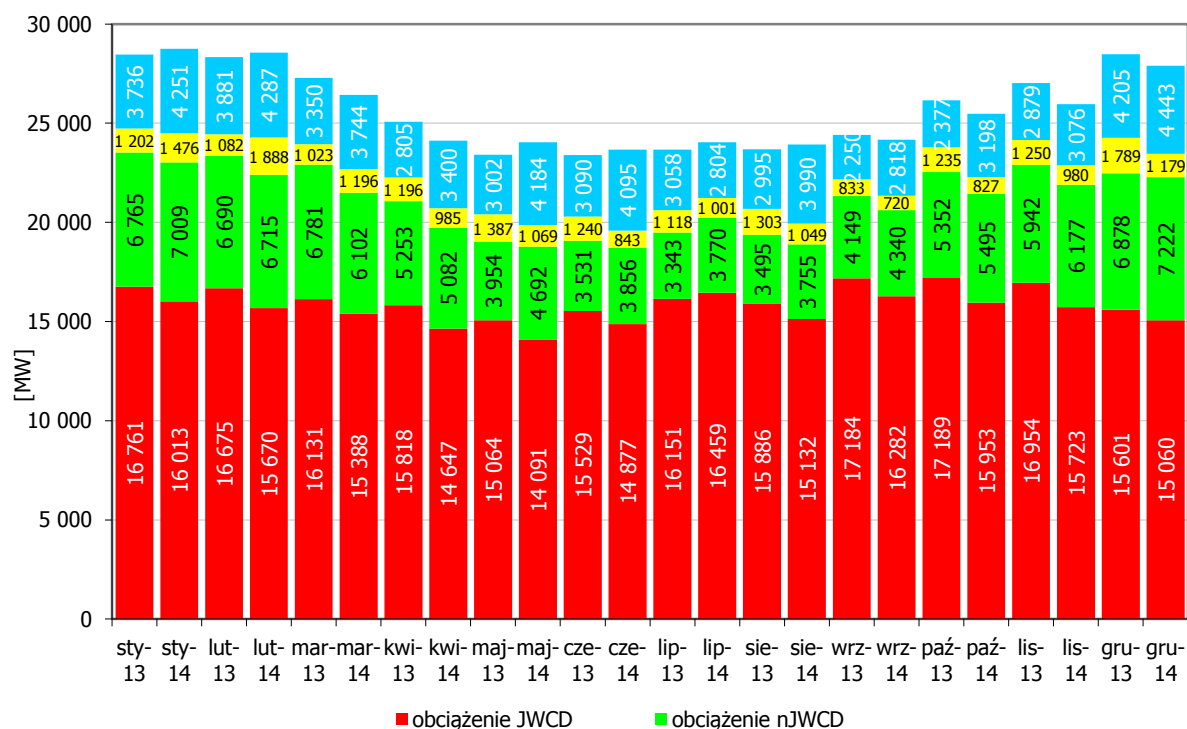
Rysunek 15. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na rys. 16 przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2013–2014, na podstawie których można stwierdzić, że średnie roczne obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) zmniejszyło się w porównaniu do 2013 r. o ok. 5%, z kolei obciążenie nJWCD zwiększyło się w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 3,4%. Zestawiając średnioroczne wielkości rezerwy wirującej i zimnej z JWCD w stosunku do obciążenia JWCD, należy zauważyć, że udział liczony jako stosunek rezerwy do obciążenia, w przypadku rezerwy wirującej nie zmienił się znacząco: zmalał z wartości 7,6% w 2013 r. do 7,1% w 2014 r., natomiast rezerwy zimnej wzrósł z wartości 19,4% do 23,9%.

Rysunek 16. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2014 r. w odniesieniu do 2013 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

2.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2013–2014 przez OSP i OSD⁶⁾

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność polegającą na przesyłaniu lub dystrybucji energii elektrycznej, wypełniając swoje ustawowe obowiązki realizuje szereg zadań inwestycyjnych, charakteryzujących się ponoszeniem znacznych środków finansowych w dłuższym horyzoncie czasowym. Projekty te są zróżnicowane, dotyczą zarówno prac elektryczno-budowlanych, jak również informatycznych, czy teleinformatycznych. Wszystkie projekty realizowane przez przedsiębiorstwo znajdują się w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, który uzgadniany jest z Prezesem URE (projekty planów rozwoju podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii).

Prezes URE uzgadniając plany rozwoju weryfikuje przede wszystkim ich zgodność z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw, a także uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

Uzgodniony poziom nakładów inwestycyjnych pięciu największych OSD i OSP na 2015 r. oraz poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2013–2014, przedstawia tab. 9.

⁶⁾ Przedstawione w niniejszym punkcie dane pochodzą z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ze sprawozdań z wykonania planów rozwoju za lata 2013–2014.

Tabela 9. Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2013 [mln zł]	Wykonanie 2014 [mln zł]	Plan 2015 [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	6 636	6 482	6 800

Źródło: URE.

2.5.2.1. Operator systemu przesyłowego

W 2009 r. OSP przedstawił projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025. Prezes URE uzgodnił wówczas projekt planu w zakresie 2010 r. W kolejnych latach, OSP corocznie aktualizował plan rozwoju i uzgadniał jego zmiany z Prezesem URE. Coroczna aktualizacja planu rozwoju podyktowana była m.in. realizacją: zadań związanych z przyłączaniem nowych źródeł wytwórczych do sieci (zarówno jednostek konwencjonalnych, jak i OZE), nowych zadań wynikających z oceny stanu technicznego majątku sieciowego, a także aktualizacją harmonogramów realizowanych zadań.

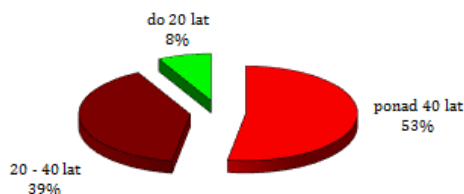
Obecny plan rozwoju OSP na lata 2010–2025 został uzgodniony z Prezesem URE na okres 2014–2018, tj. na okres wnioskowany przez przedsiębiorstwo, który wynika z horyzontu czasowego, na jaki w planie rozwoju został przedstawiony szczegółowy harmonogram zadań inwestycyjnych.

Majątek spółki

Na koniec 2014 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieci przesyłowej OSP wchodziło: 13 682 km (w przeliczeniu na 1 tor) linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 71 km linii napowietrznych o napięciu 110 kV,
 - 2 km linii kablowych o napięciu 110 kV,
 - 7 984 km linii napowietrznych o napięciu 220 kV,
 - 1 km linii kablowych o napięciu 220 kV,
 - 5 382 km linii napowietrznych o napięciu 400 kV,
 - 127 km linii kablowej prądu stałego o napięciu 450 kV (całkowita długość kabla podmorskiego to 254 km),
 - 114 km linii napowietrznych o napięciu 750 kV,
- oraz 103 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć i 45 771 MVA mocy transformatorów.

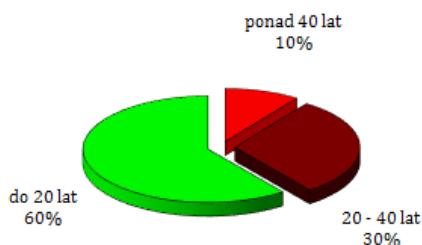
Struktura wiekowa linii napowietrznych



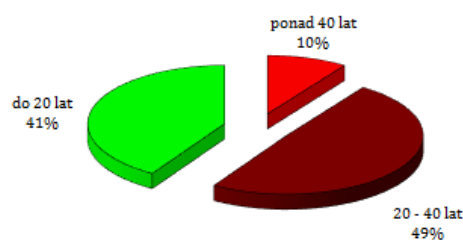
Struktura wiekowa linii kablowych



Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych



Struktura wiekowa mocy transformatorów



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2014 r.

W strukturze wiekowej linii kablowych został uwzględniony kabel prądu stałego o napięciu 450 kV łączący stację Słupsk (Polska) ze stacją Staro (Szwecja).

Tabela 10. Uzyskane efekty rzeczowe w wyniku prowadzonych zadań inwestycyjnych w latach 2013–2014

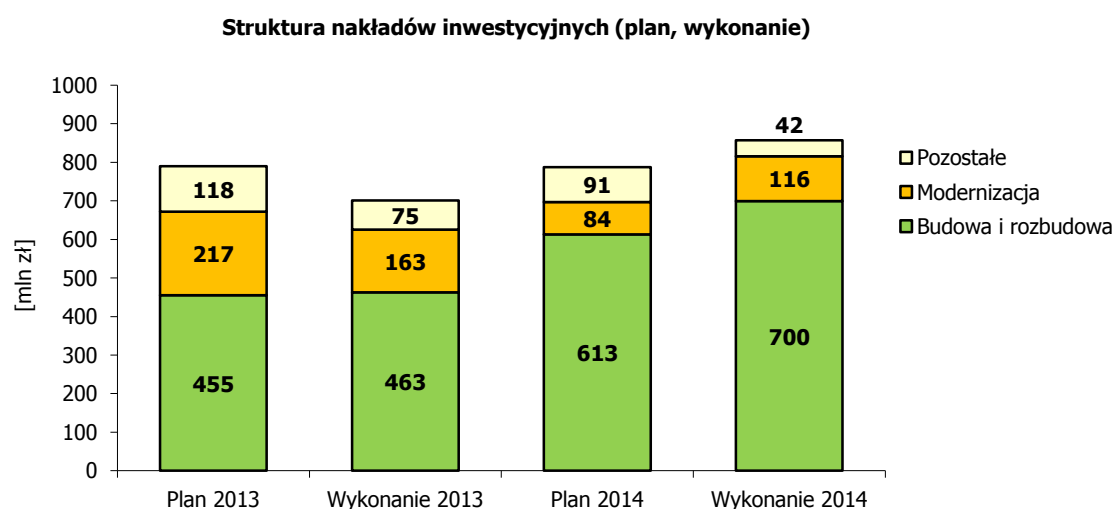
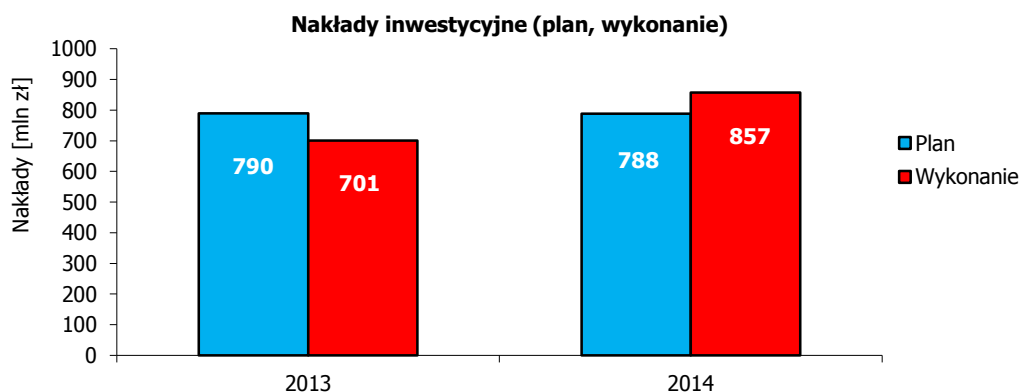
Rodzaj urządzeń	Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych	
	2013 r.	2014 r.
Modernizacja linii napowietrznych 220 i 400 kV	539 km	207 km
Trakty światłowodowe	522 km	197 km
Transformatory NN/110 kV	2 070 MVA	780 MVA

Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2014 r.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSP na 2013 r. wynosiły 790 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 701 mln zł, co stanowi 89% planu uzgodnionego z Prezesem URE.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSP na 2014 r. wynosiły 788 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 857 mln zł, co stanowi 109% planu uzgodnionego z Prezesem URE.



Źródło: URE.

Wybrany zakres rzeczowy środków trwałych wg ważniejszych obiektów przekazanych na majątek OSP w latach 2013–2014

- Linia 400 kV relacji Świebodzice-Wrocław (budowa linii),
- Linia 400 kV relacji: Wielopole-Joachimów, Wielopole-Rokietnica, Tuczawa-Rogowiec, Joachimów-Rogowiec (modernizacja linii),
- Linia 220 kV relacji Janów-Piotrków (modernizacja linii),
- Linia 220 kV relacji Morzyczyn-Reclaw (zakup linii),
- Stacja Ołtarzew (budowa stacji),
- Stacja: Abramowice, Lubocza, Płock (rozbudowa stacji),
- Stacja Rogowiec (modernizacja stacji).

Projekty inwestycyjne w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych, będące w fazie realizacji w 2014 r. (bez inwestycji w fazie przedinwestycyjnej)

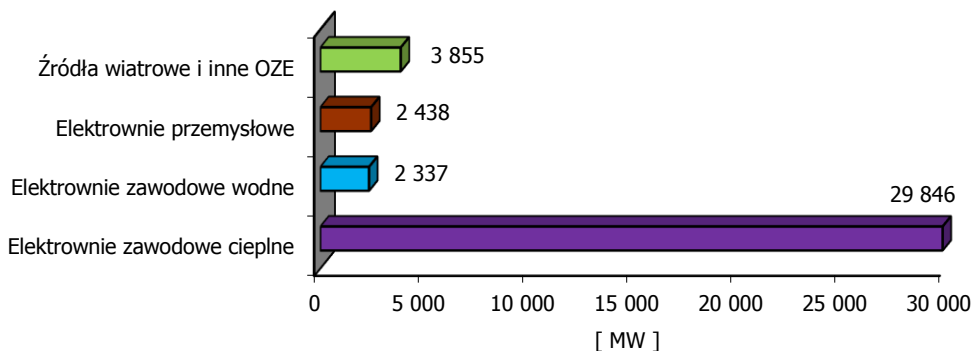
- Rozbudowa rozdzielni 400 i 110 kV SE Słupsk,
- Budowa 2-torowej linii 400 kV Kromolice-Pątnów z czasową pracą jednego toru na napięciu 220 kV w relacji Plewiska-Konin,
- Budowa linii 220 kV Radkowice-Kielce Piaski,
- Budowa stacji 400/110 kV Ostrów,
- Modernizacja i rozbudowa stacji Byczyna,

- Rozbudowa stacji 220/110 kV Glinki,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Ostrołęka o rozdzielnię 400 kV,
- Budowa linii 400 kV Narew-Łomża-Ostrołęka,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Ełk,
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Narew,
- Rozbudowa SE Ostrołęka o rozdzielnie 400 kV i 110 kV,
- Rozbudowa SE Skawina o rozdzielnię 400 kV i 110 kV,
- Rozbudowa SE Stalowa Wola o rozdzielnię 220 kV,
- Budowa stacji Łomża 400 kV,
- Modernizacja i Rozbudowa SE 220/110 kV Kielce Piaski,
- Budowa linii 400 kV Świebodzice-Wrocław,
- Instalacja przesuwników fazowych na linii Mikułowa-Hagenwerder,
- Rozbudowa SE Świebodzice o rozdzielnię 400 kV,
- Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE Włocławek Azoty,
- Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE Żarnowiec,
- Rozbudowa SE 400/220/110 kV Grudziądz,
- Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE Piła Krzewina,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Radkowice,
- Budowa linii 220 kV Stalowa Wola – punkt nacięcia linii Chmielów-Abramowice,
- Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220 kV Krajnik.

Moc osiągalna źródeł wytwórczych

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2014 r. wynosiła 38 477 MW i była większa w stosunku do 2012 r. o 757 MW, co wynika przede wszystkim z przyrostu mocy OZE. Udział mocy oraz strukturę źródeł wytwarzania przedstawia rys. 17.

Rysunek 17. Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2014 r.

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

W pierwszej połowie 2013 r. kontynuowano, rozpoczęte w 2012 r., prace nad wytycznymi dla nowej edycji planów rozwoju pięciu największych OSD. W wyniku tych prac, wspólnie z OSD ustalono, że uzgadnianie planów rozwoju, począwszy od 2013 r., będzie odbywać się co 3 lata na okres 6 lat – uznano, że 6-letni horyzont jest najkorzystniejszy dla procesu planowania i realizacji inwestycji. W ramach serii spotkań, organizowanych przy udziale przedstawicieli OSD, zmodyfikowano tabele do planów rozwoju oraz doprecyzowano instrukcję ich wypełniania. Modyfikacja tabel wynikała z postulatów zgłoszonych przez OSD i dotyczyła głównie ograniczenia ilości przekazywanych danych. Miała na celu poprawę jakości danych przedstawianych w planach rozwoju, a także poprawę jakości planowania OSD. W drugiej połowie 2013 r. pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych: ENEA Operator

Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A., TAURON Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A., RWE Stoen Operator Sp. z o.o. dokonało oceny realizacji planów rozwoju uzgodnionych na lata 2011–2015 i opracowało nową edycję planów rozwoju na lata 2014–2019, gdzie lata 2014–2015 stanowiły aktualizację poprzednio uzgodnionych planów. W styczniu 2014 r. Prezes URE uzgodnił plany rozwoju na wnioskowany przez OSD okres, tj. na lata 2014–2019. Do oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju pięciu największych OSD wykorzystano model, który po raz pierwszy zastosowano w 2010 r. na potrzeby oceny i weryfikacji projektów planów rozwoju na lata 2011–2015 (szczegółowy opis metodologii został przedstawiony w sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2010 r.).

W październiku 2014 r. ENEA Operator Sp. z o.o. złożyła do Prezesa URE, celem uzgodnienia, projekt aktualizacji planu rozwoju na lata 2014–2019, od którego procedowania, przedsiębiorstwo ostatecznie odstąpiło.

W ramach prowadzonego monitoringu sprawozdań z realizacji planów pięciu największych OSD, w 2013 r. i 2014 r. przeprowadzono analizy odchylenia wielkości wykonanych od wielkości zaplanowanych, zgodnie z założeniami obecnie stosowanego modelu oceny i weryfikacji planów rozwoju (w efekcie dokonanych analiz oszacowano wartościowe odchylenia nakładów inwestycyjnych od zakresu rzeczowego i cen jednostkowych). W wyniku tych analiz, zidentyfikowano przypadki odchylenia od założeń przyjętych w planach rozwoju na lata 2011–2015, opracowanych przez OSD w 2010 r. Wnioski z dokonanych analiz potwierdziły, że zasadne było opracowanie przez OSD nowych planów rozwoju na lata 2014–2019 (gdzie lata 2014–2015 stanowiły aktualizację poprzednio uzgodnionych planów rozwoju), które to plany zostały uzgodnione przez Prezesa URE w styczniu 2014 r.

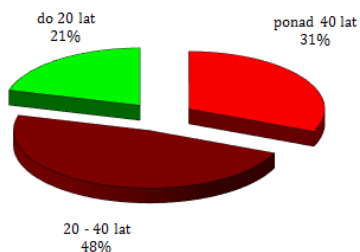
Majątek spółek

Na koniec 2014 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (pięciu największych OSD) wchodziło: 747 484 km linii napowietrznych i kablowych (ponad 5 500 km więcej niż w 2012 r.), w tym:

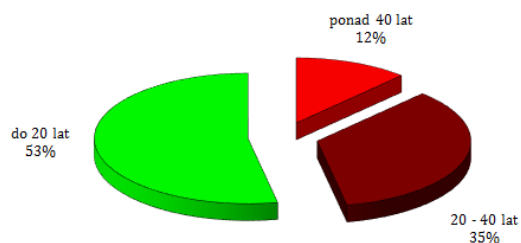
- 28 951 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 4 966 km),
- 265 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV,
- 224 925 km linii napowietrznych SN (w tym linii 2-torowych 897 km),
- 71 098 km linii kablowych SN,
- 284 397 km linii napowietrznych nN (w tym linii 2-torowych 3 904 km),
- 139 848 km linii kablowych nN,

oraz 251 711 stacji elektroenergetycznych i 101 339 MVA mocy transformatorów.

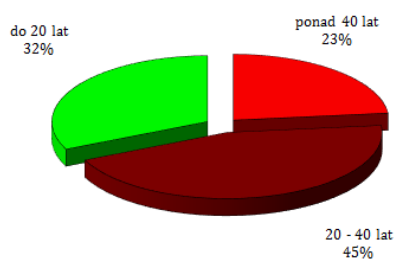
Struktura wiekowa linii napowietrznych



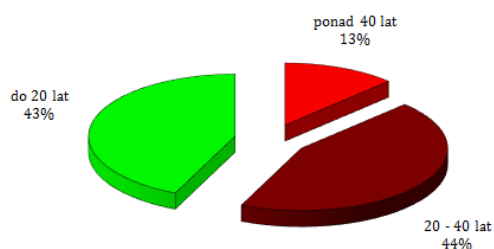
Struktura wiekowa linii kablowych



Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych



Struktura wiekowa mocy transformatorów



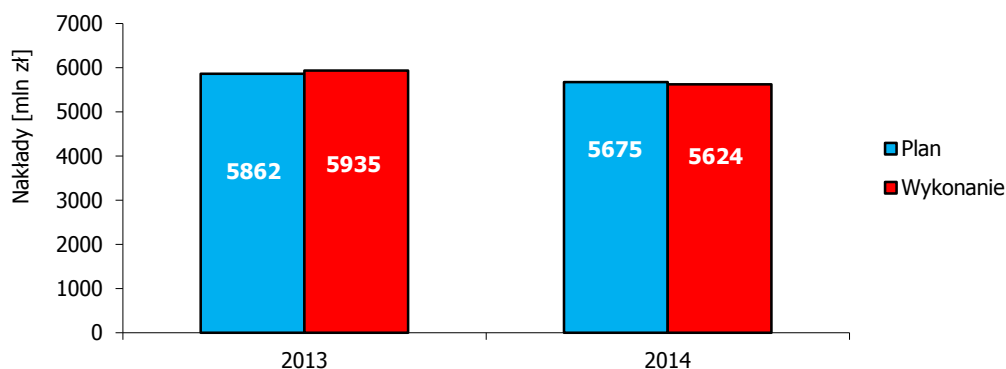
Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planów rozwoju PSE S.A. za 2014 r.

Nakłady inwestycyjne

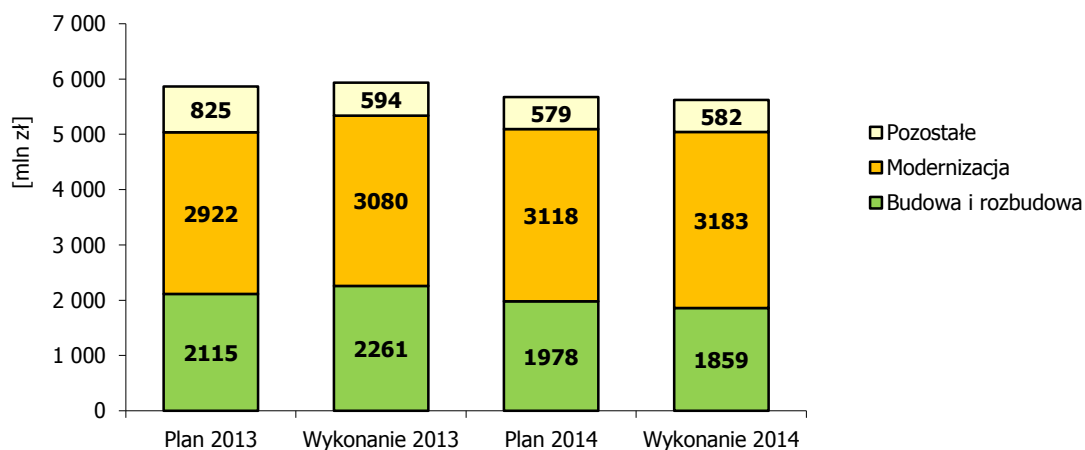
Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSD na 2013 r. wynosiły 5 862 mln zł. Spółki zrealizowały nakłady w wysokości 5 935 mln zł, co stanowi 101% planu uzgodnionego z Prezesem URE.

Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie OSD na 2014 r. wynosiły 5 675 mln zł. Spółki zrealizowały nakłady w wysokości 5 624 mln zł, co stanowi 99% planu uzgodnionego z Prezesem URE.

Nakłady inwestycyjne (plan, wykonanie)



Struktura nakładów inwestycyjnych (plan, wykonanie)



Źródło: URE.

Tabela 11. Szczegółowe dane dotyczące przyłączenia odbiorców i źródeł w latach 2013–2014

	2013 r.	2014 r.
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy nowych odbiorców, zgodnie z umowami (szt.)	119 835	114 763
Moc wykonanych w danym roku przyłączy nowych odbiorców (kW)	brak danych*	3 366 788
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	143 787	157 644
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączenia nowych odbiorców (szt.)	215 379	234 989
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	217 146	238 604
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy nowych źródeł, zgodnie z umowami (szt.)	brak danych*	291
Moc wykonanych w danym roku przyłączy nowych źródeł (kW)	brak danych*	776 377
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych źródeł (szt.)	809	445
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączenia nowych źródeł (szt.)	2 262	1 056
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych źródeł (szt.)	2 771	1 175

* Brak danych wynika ze zmiany układu tabeli na potrzeby nowej edycji planów rozwoju OSD.

Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów OSD.

2.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym

Zgodnie z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne projekty planów rozwoju przedsiębiorstw, które wykonując działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dostarczają 50 GWh lub więcej energii rocznie dla 100 lub więcej odbiorców podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

Według danych zawartych w sprawozdaniach z realizacji planów rozwoju przekazanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych prowadzących działalność o charakterze lokalnym, zobowiązanych do uzgodnienia z Prezesem URE planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, poziom nakładów inwestycyjnych poniesionych w 2014 r. przez te przedsiębiorstwa wyniósł ok. 521 mln zł (na podstawie danych od 46 przedsiębiorstw). Należy zaznaczyć, że prawie 85% tej kwoty stanowiły nakłady poniesione przez PKP Energetyka Sp. z o.o. w 2014 r.

2.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze

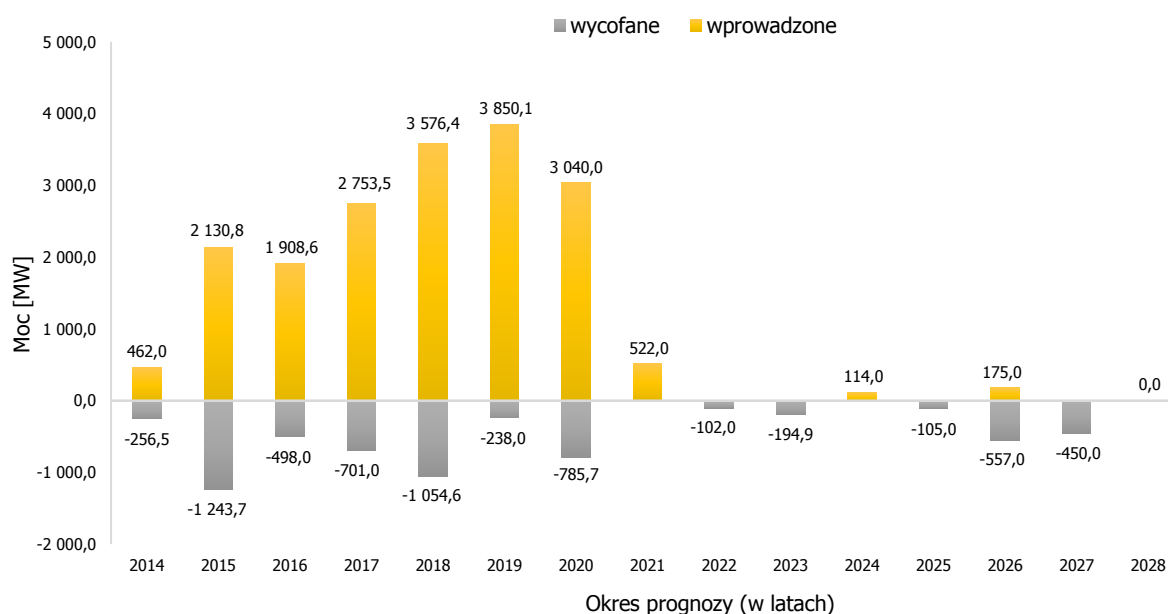
Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził badanie oparte na planach inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy. W celu ułatwienia i standaryzacji wykonania powyższego obowiązku Prezes URE opracował ankietę skierowaną do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej.

21 marca 2014 r. Prezes URE opublikował Informację w sprawie prognoz przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej na okres 15 lat, o których mowa w art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Ze względu na fakt, że w ustawowym terminie, tj. do 30 kwietnia 2014 r. tylko 34 podmioty wypełniły powyższy obowiązek, Prezes URE wystosował odpowiednie wezwania do kolejnych 15 przedsiębiorstw energetycznych. Niezależnie od obowiązku wynikającego z wyżej wymienionego przepisu prawa, Prezes URE skierował zapytanie o planowanych inwestycjach w nowe moce wytwórcze, w zakresie wynikającym z przygotowanej ankiety, do czterech grup energetycznych powstałych w wyniku konsolidacji sektora energetyki w związku z rządowym „Programem dla energetyki”. Dodatkowo, Prezes URE otrzymał informacje o wydanych warunkach przyłączenia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A. Tak pozyskane informacje zostały poddane analizie, której podstawowym celem było zweryfikowanie możliwości pokrycia przyszłego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w horyzoncie czasowym od 2014 r. do 2028 r.

Na podstawie zgromadzonych informacji zbadany został zakres planowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne inwestycji w nowe moce wytwórcze, w tym inwestycji, dla których stopień realizacji należy uznać za zaawansowany. Dokonana analiza uwzględniła również planowane wycofania z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych oraz pozwoliła określić strukturę technologiczną planowanych inwestycji ze względu na paliwo podstawowe.

Analiza pozyskanych danych wskazuje, że w latach 2014–2028 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 18 GW mocy wytwórczych, z czego 10,5 GW zostało wskazane w ankietach przesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte badaniem ankietowym (pozostałe inwestycje wynikają z warunków przyłączenia wydanych przez operatora systemu przesyłowego i dotyczą głównie energetyki wiatrowej). Natomiast liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi około 5,2 GW. Sytuacja ta została przedstawiona na rys. 18.

Rysunek 18. Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2014–2028 (wprowadzone i wycofane z eksploatacji moce wytwórcze)



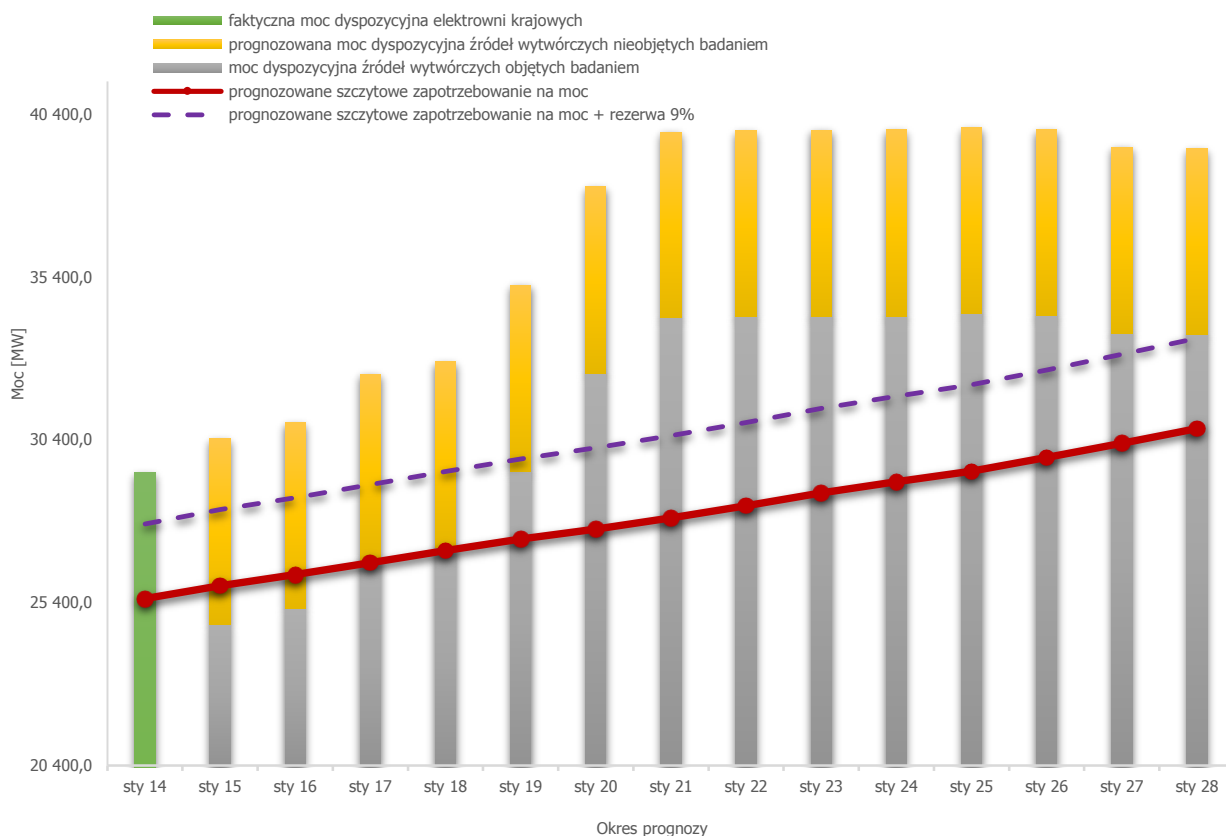
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Wśród nowych inwestycji największy udział stanowią farmy wiatrowe oraz jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym i gazem ziemnym. Natomiast w przypadku inwestycji o zaawansowanym stopniu realizacji prawie ⅓ to inwestycje w źródła wytwórcze opalane węglem kamiennym. Warto zauważyć, że badane przedsiębiorstwa energetyczne nie przedstawiły w swoich prognozach energetyki jądrowej oraz farm wiatrowych na morzu.

Z uwagi na główny cel przeprowadzonego badania, jakim była ocena możliwości długoterminowego równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię Prezes URE uznał, że istotnym kryterium takiej oceny jest nie tylko możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, ale przede wszystkim możliwość pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną. W związku z powyższym, Prezes URE uzyskał od PSE S.A. dane dotyczące rocznych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną oraz dane dotyczące miesięcznych prognoz szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014–2028.

Wyniki analizy wykazały, że potencjalny deficyt mocy dyspozycyjnej w stosunku do szczytowego zapotrzebowania na moc może występować przede wszystkim w miesiącach zimowych. W szczególności, największy deficyt mocy dyspozycyjnej może występować w okresie od 2014 r. do 2017 r. Niemniej, deficyt ten powinien zostać pokryty przez moc dyspozycyjną pozostałych elektrowni krajowych, które nie były objęte niniejszym badaniem. Dokonując oceny możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE należy zauważyć, że moc dyspozycyjna źródeł wytwórczych nie uwzględnia: jednostek wytwórczych należących do przedsiębiorstw energetycznych nieobjętych badaniem, umów na redukcję zapotrzebowania na moc elektryczną („negawaty”) oraz możliwości importu mocy z zagranicy. Na rys. 19 przedstawiono moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych objętych badaniem na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w styczniu w latach 2014–2028, czyli w miesiącu, w którym występuje maksymalne zapotrzebowanie na moc elektryczną.

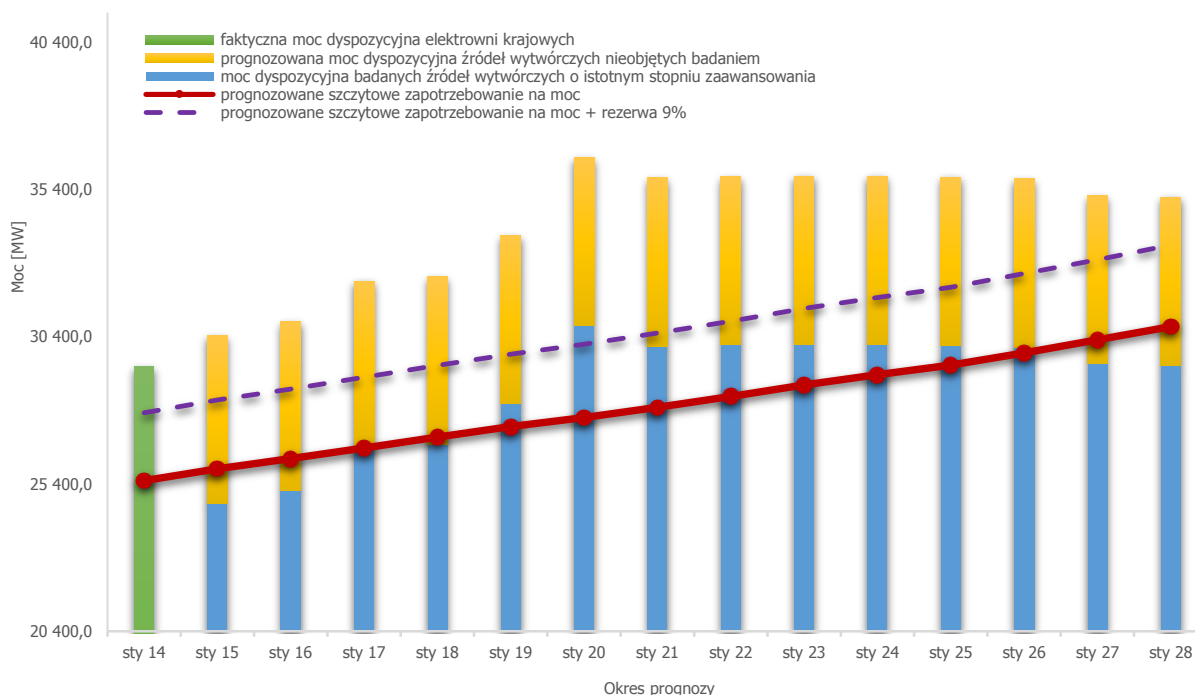
Rysunek 19. Moc dyspozycyjna wszystkich jednostek wytwórczych objętych badaniem oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w styczniu w latach 2014–2028



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Porównując wszystkie moce wytwórcze zgłoszone w planach inwestycyjnych z mocami wytwórczymi o zaawansowanym stopniu realizacji, możliwość pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014–2017 nie ulega zasadniczej zmianie. Natomiast analizując inwestycje o znacznym stopniu zaawansowania należy zaobserwować spadek mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych objętych niniejszym badaniem począwszy od stycznia 2021 r. Jeśli zatem badane przedsiębiorstwa energetyczne planujące budowę nowych mocy wytwórczych, których stan realizacji na chwilę obecną jest jeszcze mało zaawansowany, zrezygnowałyby z planów ich budowy, to w szczególności w latach 2027–2028 możemy mieć ponownie do czynienia z deficytem mocy dyspozycyjnej w stosunku do zapotrzebowania. Na rys. 20 przedstawiono moc dyspozycyjną jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania objętych badaniem na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w styczniu w latach 2014–2028, czyli w miesiącu, w którym występuje maksymalne zapotrzebowanie na moc elektryczną.

Rysunek 20. Moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych o istotnym stopniu zaawansowania objętych badaniem oraz pozostałych elektrowni krajowych (nieobjętych badaniem) na tle prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w styczniu w latach 2014–2028



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

Ponadto, w porównaniu do badania przeprowadzonego przez Prezesa URE w 2011 r., nastąpił spadek prognozowanego szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną, a sytuacja w zakresie możliwości długoterminowego równoważenia produkcji energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię poprawiła się. Do zaistniałej sytuacji przyczyniły się m.in. niższe prognozowane szczytowe zapotrzebowanie na moc, jak również wprowadzenie przez operatora systemu przesyłowego dodatkowej usługi systemowej, jaką jest interwencyjna rezerwa zimna oraz modyfikacja usługi operacyjnej rezerwy mocy. Tab. 12 przedstawia informacje odnośnie szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2014–2025 pozyskane od operatora systemu przesyłowego do badania w 2011 r. oraz w 2014 r.

Tabela 12. Prognozy szczytowego zapotrzebowanie na moc elektryczną – badanie w 2011 r. oraz w 2014 r.

Rok	Szczytowe zapotrzebowanie na moc elektryczną [MW]		
	badanie w 2011 r.	badanie w 2014 r.	różnica
2014	27 906	25 522	2 384
2015	28 360	25 921	2 439
2016	28 360	26 263	2 097
2017	28 899	26 631	2 267
2018	30 007	27 001	3 006
2019	30 578	27 350	3 227
2020	31 159	27 661	3 497
2021	32 062	28 005	4 057
2022	32 992	28 380	4 612
2023	33 949	28 773	5 176
2024	34 933	29 112	5 821
2025	35 946	29 437	6 509

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

2.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

2.6.1. Rola instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP) w wypełnianiu zadań operatorów systemów

Zgodnie z art. 9g ustawy – Prawo energetyczne operatorzy systemu elektroenergetycznego (przesyłowego i dystrybucyjnego) są obowiązani do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP) i po przeprowadzeniu publicznych konsultacji projektu dokumentu, do przedłożenia go do zatwierdzenia Prezesowi URE⁷⁾. Operator systemu dystrybucyjnego uwzględnia w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej wymagania określone w IRiESP przygotowanej przez operatora systemu przesyłowego. Instrukcja opracowywana dla sieci elektroenergetycznych określa szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. W szczególności warunki te dotyczą przyłączania urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich, wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą, kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, sposobu i harmonogramu przekazywania informacji, przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, wymagań w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i warunków, jakie muszą zostać spełnione dla jego utrzymania, wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz niezbędnych wielkości rezerw zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń międzysystemowych.

Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego powinna także zawierać wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określającą warunki, jakie muszą być spełnione w tym zakresie, a także sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, procedury i zakres wymiany informacji niezbędnej do bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, kryteria dysponowania mocą oraz kryteria zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych oraz sposób przekazywania użytkownikom systemu informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. W tej części IRiESP powinny znaleźć się ponadto procedury zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej, zgłaszania do operatora systemu przesyłowego umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, bilansowania systemu, w tym sposób rozliczania kosztów jego bilansowania, zarządzania ograniczeniami systemowymi, w tym sposób rozliczania kosztów tych ograniczeń oraz procedury awaryjne.

Zakres instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej jest analogiczny do zakresu instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej z uwzględnieniem obowiązków operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego określonych odpowiednio w art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. W oparciu o zasady zawarte w IRiESP odbywa się m.in. 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 oraz bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Ponadto, w IRiESP unormowane są także zagadnienia związane z umożliwianiem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci.

2.6.2. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 2) nakłada na operatora systemu przesyłowego szereg obowiązków, których monitoring jest ustawowym zadaniem Prezesa URE. Monitoring zgodności działań z ustawą – Prawo energetyczne obejmuje przede wszystkim badanie, czy zadania operatorów

⁷⁾ Obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej nie dotyczy operatorów, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

wykonywane są zgodnie z obiektywnymi i przejrzystymi zasadami zapewniającymi równe traktowanie użytkowników systemów.

Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków i zadań przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych znajdują się również w innych częściach niniejszego raportu, m.in. w pkt 2.1. w zakresie zarządzania przez PSE S.A. zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi, w pkt 2.2. w zakresie dotyczącym bilansowania i zarządzania ograniczeniami w KSE, w pkt 2.4. związanym z publikowaniem informacji przez OSP i OSD, a także w rozdziale 2.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej.

Funkcjonowanie mechanizmu Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM), ze szczególnym uwzględnieniem budżetu ORM planowanego i zrealizowanego, w poszczególnych miesiącach 2014 r.

Mechanizm Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM), modyfikujący zasady pozyskiwania przez operatora systemu przesyłowego rezerwy operacyjnej, został wdrożony 1 stycznia 2014 r. Operacyjna Rezerwa Mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego od wytwórców, których jednostki wytwórcze podlegają bezpośredniej dyspozycji przez tego operatora – tzw. Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG_{Wa}). Rozliczenie tej rezerwy jest dokonywane w godzinach szczytu zapotrzebowania rozumianych jako okres od godz. 7:00 do godz. 22:00 we wszystkich dniach roboczych, tj. dniach niebędących sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.

Operacyjną Rezerwę Mocy stanowią zdolności wytwórcze JG_{Wa} będące nadwyżką mocy ponad za-warte umowy sprzedaży energii elektrycznej, które to zdolności:

- stanowiły w trakcie realizacji dostaw energii rezerwę mocy na JG_{Wa} będących w ruchu albo w postoiu, dostępną ze względu na warunki pracy elektrowni, albo
- zostały wykorzystane do wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej lub do wytwarzania energii elektrycznej w ramach realokacji umów sprzedaży energii na JG_{Wa} na Rynku Bilansującym.

Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2014 r. wyniosła 3 780, z tego dla 2 690 godz. cena rozliczeniowa ORM była równa cenie referencyjnej równej 37,13 zł/MWh, co oznacza, że w tych godzinach ilość zdolności wytwórczych JG_{Wa} rozliczonych jako ORM była nie większa niż wielkość godzinowa wymaganej operacyjnej rezerwy mocy równa 4 083,63 MWh.

Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2014 r. wyniosła 34,06 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość zdolności wytwórczych JG_{Wa} rozliczonych jako ORM wyniosła 3 500,91 MWh.

Wielkość kosztów ORM w 2014 r. (należność dla wytwórców za ORM) była większa niż przyjęta do kalkulacji stawki jakościowej w taryfie operatora systemu przesyłowego na 2014 r. Mniejsza ilość umów sprzedaży energii zawartych dla JG_{Wa}, skutkowałą większą ilością dostępnych rezerw mocy podlegających rozliczeniu w ramach ORM. Jako główną przyczynę tej sytuacji, będącej skutkującej niedoszacowaniem kosztów ORM w 2014 r., można wskazać następujące czynniki:

- zmiana salda wymiany międzysystemowej (z eksportowego na importowe) równoważna ograniczeniu zapotrzebowania na krajową produkcję energii o 6 688 GWh,
- wzrost ilości energii wytwarzanej przez źródła wiatrowe o 1 361 GWh, będący przede wszystkim wynikiem zwiększenia mocy osiągalnej tych źródeł.

Dla zapewnienia stabilności wykonania budżetu ORM w okresie adekwatnym do taryfy operatora systemu przesyłowego oraz minimalizacji wpływu czynników zewnętrznych na funkcjonowanie mechanizmu ORM, wprowadzona została korekta zasad funkcjonowania tego mechanizmu, która została wdrożona 1 stycznia 2015 r.

Zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym, w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi

Zgodnie z art. 3 pkt 24 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) jest odpowiedzialny w szczególności za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, który był prowadzony przez OSP w latach 2013–2014 zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP zatwierdzonej przez Prezesa URE. Zgodnie z zapisami tej instrukcji, współdziałanie OSP

z operatorami systemów przesyłowych krajów sąsiednich w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego odbywa się zgodnie z zasadami zawartymi w ENTSO-E/UCTE Operation Handbook i warunkami określonymi w dwustronnych umowach.

ENTSO-E/UCTE Operation Handbook jest to instrukcja pracy połączonych systemów obejmująca zbiór zasad i przepisów technicznych, dotyczących pracy wzajemnie połączonych sieci elektroenergetycznych, przyjętych jako obowiązujące na podstawie Wielostronnej Umowy (Multilateral Agreement) przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych działających w Grupie Regionalnej „Continental Europe” w ramach ENTSO-E. Warto podkreślić, że zasady te w większości zostaną opisane w przyszłych kodeksach sieciowych.

W latach 2013–2014 PSE S.A. współpracowały w celu utrzymania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz dotrzymania warunków umożliwiających pracę synchroniczną z systemami zagranicznymi, zgodnie ze standardami ww. ENTSO-E/UCTE Operation Handbook, na podstawie następujących umów:

1. **System Operating Agreement** – umowy te określają zasady i procedury prowadzenia ruchu połączeń międzysystemowych pomiędzy KSE i systemami zagranicznymi oraz aktualne parametry linii, urządzeń pomiarowych oraz zabezpieczeń. PSE S.A. posiadają umowy dwustronne z sąsiednimi OSP.
2. **Umowy o pomocy awaryjnej** – umowy te określają zasady i procedury udzielania pomocy awaryjnej pomiędzy KSE i systemami zagranicznymi oraz zasady rozliczeń za ww. pomoc. PSE S.A. zawarło umowy dwustronne z sąsiednimi OSP, jak również umowy wielostronne, w których uczestniczy wielu europejskich OSP.
3. **Pozostałe Umowy międzyoperatorskie** – umowy, które określają zasady wzajemnej współpracy i pomocy technicznej w przypadku awarii połączenia stałoprądowego pomiędzy Polską i Szwecją, umowy dotyczące fizycznych i wirtualnych przesuwników fazowych na połączeniach transgranicznych pomiędzy systemami niemieckim i polskim oraz zasad ich wykorzystania oraz umowy, które regulują współpracę regionalną OSP dotyczącą poprawy bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych w regionie (inicjatywa TSC).

Zgodnie z IRiESP – Korzystanie, do podstawowych działań OSP związanych z prowadzeniem ruchu sieciowego z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej z połączonymi systemami elektroenergetycznymi należą:

- planowanie koordynacyjne z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej,
- opracowywanie bilansów technicznych mocy w KSE i planowanie pracy sieci zamkniętej z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej,
- dysponowanie mocą jednostek wytwórczych z uwzględnieniem przebiegu wymiany międzysystemowej,
- identyfikowanie ograniczeń sieciowych w sieci zamkniętej stanowiących ograniczenia w rozumieniu art. 2 ust. 2 lit. c) rozporządzenia 714/2009,
- monitorowanie pracy systemu oraz zapobieganie wystąpieniu i usuwanie skutków zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowych i awarii w systemie.

Powyższe działania realizowane były w latach 2013–2014 z uwzględnieniem warunków umożliwiających pracę synchroniczną KSE z systemami zagranicznymi zgodnie ze standardami ENTSO-E/UCTE Operation Handbook.

OSP jest odpowiedzialny za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi, zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne. Działania w tym zakresie zostały szczegółowo przedstawione w pkt 2.1. raportu.

Zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w koordynowanej sieci 110 kV, z uwzględnieniem technicznych ograniczeń w tym systemie

Proces zarządzania przepływami energii elektrycznej we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) w zakresie koordynowanej sieci 110 kV, w latach 2013–2014 realizowany był przez OSP za pomocą jednostek organizacyjnych zlokalizowanych w siedzibie PSE S.A., jak również za pośrednictwem tzw. Spółek Obszarowych, działających w imieniu i na rzecz PSE S.A. w 2013 r. i które w 2014 r. zostały przekształcone w oddziały PSE S.A., stanowiących lokalnie działające jednostki organizacyjne PSE S.A.:

- PSE S.A. Oddział w Warszawie,
- PSE S.A. Oddział w Katowicach,
- PSE S.A. Oddział w Bydgoszczy,
- PSE S.A. Oddział w Radomiu,
- PSE S.A. Oddział w Poznaniu.

Podstawowym przedmiotem działalności Oddziałów PSE S.A. jest świadczenie kompleksowych, specjalistycznych usług na obszarze swojego działania, niezbędnych do wypełnienia przez PSE S.A. zadań OSP. Usługi te obejmują w szczególności działania na potrzeby planowania i prowadzenia ruchu sieciowego w sieci przesyłowej oraz koordynowania pracy sieci dystrybucyjnej. Obszary, w których Oddziały realizują zadania, zostały szczegółowo określone w IRIESP zatwierdzonej przez Prezesa URE.

W latach 2013–2014 w obszarze współpracy z OSD w zakresie koordynowanej sieci 110 kV podejmowane były niżej opisane działania.

W ramach procesu planowania pracy sieci zamkniętej, OSP w zakresie planowania pracy sieci koordynowanej 110 kV:

- zatwierdzał układy pracy koordynowanej sieci 110 kV,
- zatwierdzał plany wyłączeń elementów koordynowanej sieci 110 kV,
- zatwierdzał programy łączeniowe w koordynowanej sieci 110 kV,
- planował poziomy napięć w węzłach koordynowanej sieci 110 kV.

OSP wykonał analizy planowanego układu pracy Krajowej Sieci Elektroenergetycznej (KSE) 400, 220 kV odpowiednio na okres zimowy i letni – „Ocena pracy krajowej sieci 400-220 kV (z uwzględnieniem sieci 110 kV)”. Uzupełnieniem tych analiz były analizy przygotowane przez Oddziały PSE S.A. zawierające oceny planowanych układów pracy sieci koordynowanej 110 kV. Ww. analizy objęły następujący zakres:

- przygotowanie aktualnego modelu rozplwowego KSE obejmującego krajową sieć 400, 220 i 110 kV oraz sieć przesyłową krajów sąsiednich (Niemiec, Czech Słowacji, Węgier, Austrii i części Ukrainy),
- aktualizację rozplwowych schematów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej,
- wykonanie obliczeń symulacyjnych koniecznych do zweryfikowania bezpieczeństwa pracy KSE w stanach normalnych i awaryjnych zgodnie z kryteriami niezawodności określonymi w IRIESP (kryteria obciążeniowe, napięciowe, zwarciove, stabilności napięciowej i kątovej),
- wykonanie obliczeń symulacyjnych koniecznych do aktualizacji:
 - generacji wymuszonej w elektrowniach systemowych;
 - ograniczeń wymiany międzynarodowej,
- ocenę pewności zasilania odbiorców w spółkach dystrybucyjnych.

Tworzone przez OSP modele układów normalnych prognozowanych na okres zimowy i letni były udostępniane OSD.

W latach 2013–2014 służby dyspozytorskie OSP oraz OSD zgodnie z zakresem zadań określonych w IRIESP w sposób ciągły monitorowały pracę KSE. Prowadzona wymiana danych pomiarowych w trybie on-line pomiędzy systemami SCADA OSP i OSD pozwoliła w trybie czasu rzeczywistego na monitorowanie stanu pracy sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej przez służby dyspozytorskie OSP i OSD.

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRIESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenergetycznego, PSE S.A. podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W celu przygotowania odpowiednich procedur w 2013 r. PSE S.A. podjął następujące działania z tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (październik 2013 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” (obowiązujący od 1 września 2013 r. do 31 sierpnia 2014 r.). Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE,
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” na okres od 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2014 r. (grudzień 2013 r.),
- przeprowadzono testy w elektrowniach, sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie KSE,
- opracowano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
- kontynuowano, rozpoczęte w drugiej połowie 2008 r., szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy z wykorzystaniem symulatora systemowego DuTrain. Odbyło się 11 szkoleń, w tym 4 pomiędzy OSP a OSD (2 x RWE Stoen Operator S.A. i 2 x Tauron Dystrybucja S.A. O/Gliwice),

- uruchomiony został, zbudowany przez OSP, ośrodek szkoleniowy z symulatorem funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Rozpoczęto proces szkolenia z wykorzystaniem tego symulatora. Przeszkolono trenerów oraz przeprowadzono 12 szkoleń dla pracowników OSP.
- Natomiast w celu przygotowania odpowiednich procedur w 2014 r., PSE S.A. podjął następujące działania z tego zakresu:
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (październik 2014 r.),
 - opracowano we współpracy z OSD „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” (obowiązujący od 1 września 2014 r. do 31 sierpnia 2015 r.). Plan został uzgodniony przez OSP z Prezesem URE,
 - opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych” na okres od 1 stycznia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r. (grudzień 2014 r.),
 - przeprowadzono testy w elektrowniach, sprawdzające zdolność jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie KSE,
 - opracowano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
 - przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
 - kontynuowano, rozpoczęte w drugiej połowie 2008 r. szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas stanu Emergency z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbyły się wspólne dwa szkolenia dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier i Słowenii),
 - prowadzono szkolenia dyspozytorów KDM i ODM-ów w zbudowanym przez OSP Symulatorze funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzono 45 szkoleń dla pracowników OSP.

W latach 2013–2014 PSE S.A. nie występował do ministra właściwego do spraw gospodarki o złożenie wniosku w sprawie wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej (art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne).

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

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

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2013 r. i 2014 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.

Jednakże należy zauważyć, że np. 25 marca 2013 r. wystąpił stan zagrożenia KSE, polegający na niespełnieniu kryterium „n-1” na granicy polsko-niemieckiej na połączeniu z niemieckim operatorem 50Hertz (kryterium „n-1” określa, że wyłączenie pojedynczej linii wymiany międzysystemowej, linii krajowego systemu elektroenergetycznego lub linii sąsiedniego systemu elektroenergetycznego nie może spowodować awarii w systemie).

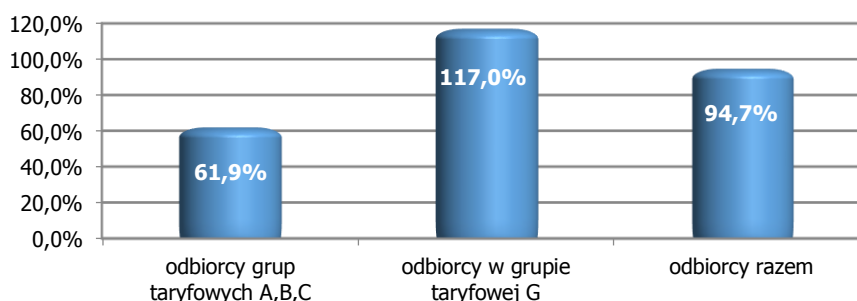
Realizacja prawa zmiany sprzedawcy

Zgodnie z zasadą TPA, każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Duże znaczenie dla funkcjonowania rynku detalicznego mają IRiESD. Zmiana sprzedawcy odbywa się według procedur zawartych w IRiESD. Obowiązujące od początku 2014 r. nowe IRiESD dla pięciu największych OSD przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej (OSDp) zawierają jednolite procedury zmiany sprzedawcy. Warto zaznaczyć, że zgodnie z nowymi procedurami OSDp mają obowiązek przeprowadzić proces zmiany sprzedawcy w terminie do 21 dni kalendarzowych. Wydaje się, że największą zmianą w funkcjonowaniu operatorów, po wejściu w życie zapisów nowych Instrukcji, jest obowiązek realizacji przez OSDp umów kompleksowych zawieranych przez odbiorców także przy zmianie sprzedawcy. W IRiESD została uregulowana rezerwowa sprzedaż kompleksowa świadczona odbiorcom w gospodarstwach domowych. Istotą sprzedaży rezerwowej jest zapewnienie ciągłości dostarczania energii elektrycznej w sytuacjach, gdy odbiorca z różnych przyczyn utraci dotychczasowego sprzedawcę. Instytucja sprzedaży rezerwowej zapobiega obciążeniu odbiorcy opłatami za nielegalny pobór energii elektrycznej oraz przerwom w dostawach tej energii do czasu zawarcia umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą.

Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakładania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości odbiorców końcowych, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany, czy dostępność konkurencyjnych ofert na rynku.

Analiza z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców pozwala stwierdzić, że 2014 r. był kolejnym, po 2013 r., okresem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. W grupach odbiorców komercyjnych A, B i C w 2014 r. nastąpił wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę o 61,9% w stosunku do stanu z końca 2013 r., co może świadczyć o tym, że przy osiągnięciu przez ten segment rynku pewnego poziomu nasycenia, firmy w dalszym ciągu szukają możliwości obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej i korzystają aktywnie z tego prawa (rys. 21).

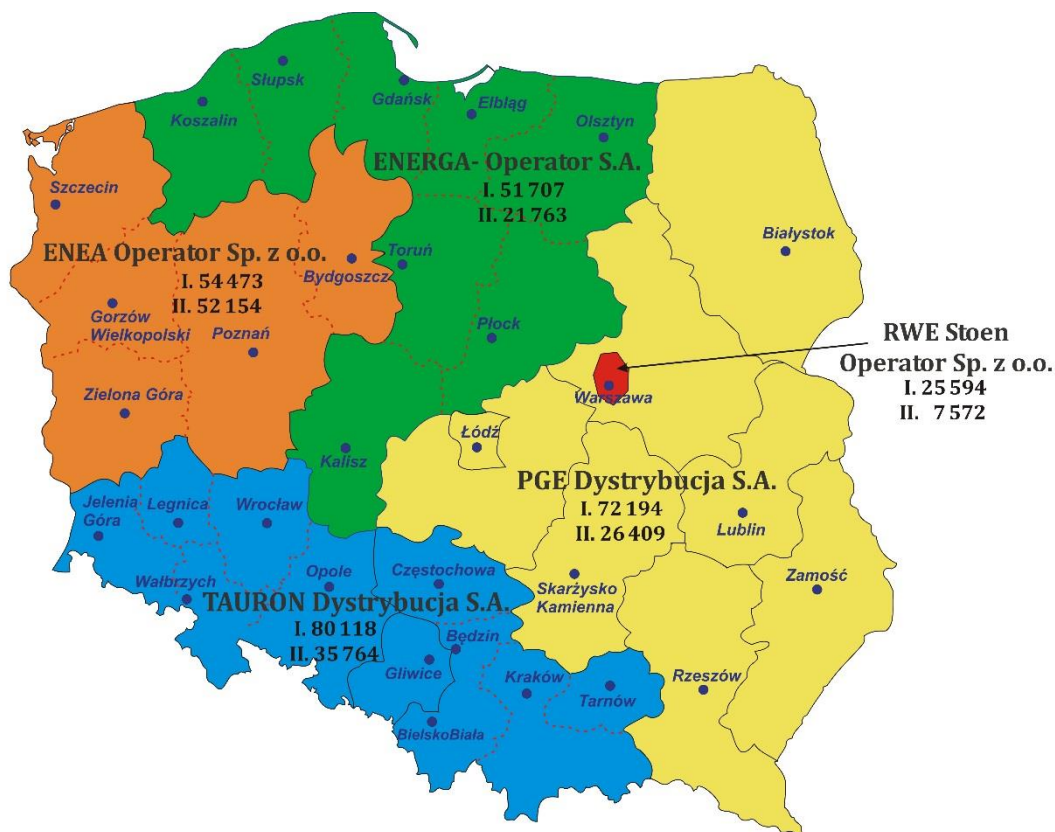
Rysunek 21. Procentowa zmiana liczby odbiorców TPA w podziale na grupy taryfowe (według stanu na koniec 2014 r. w porównaniu do roku poprzedniego)



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2014 r. korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rys. 22). W 2014 r. największa liczba odbiorców w grupach A, B i C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania ENEA Operator Sp. z o.o. (52 154 odbiorców). Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występuje na terenie działania TAURON Dystrybucja S.A. (80 118 odbiorców).

Rysunek 22. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Liczba odbiorców TPA na terenach 5 OSD

- I. Odbiorcy w grupie taryfowej G
- II. Odbiorcy w grupach taryfowych A, B, C

Źródło: URE.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2014 r. największa liczba odbiorców innych niż gospodarstwa domowe, którzy zmienili sprzedawcę, to odbiorcy przyłączeni do sieci ENEA Operator Sp. z o.o., natomiast najmniej odbiorców zmieniło sprzedawcę na terenie działania RWE Stoen Operator Sp. z o.o. Z kolei w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę to odbiorcy przyłączeni do sieci TAURON Dystrybucja S.A., a najmniej takich odbiorców zmieniło sprzedawcę na terenie działania RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Dokonując oceny dotychczasowego wywiązywania się poszczególnych operatorów z obowiązków wynikających z IRiESD w części dotyczącej procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej należy podkreślić, że była ona realizowana przez OSD bez większych przeszkód. Niemniej, do Prezesa URE docierały pewne sygnały o tym, że nie wszyscy operatorzy wywiązują się z obowiązków wynikających z IRiESD. W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęło wiele pism (skarg) z prośbą o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy, w szczególności dotyczyło to przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Prezes URE podjął szereg działań wyjaśniających i dyscyplinujących (nakładanie kar) w stosunku do operatorów systemów dystrybucyjnych w odniesieniu do przypadków, które dotyczyły utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej poprzez:

- nieprawidłowo funkcjonujące platformy wymiany informacji w systemach informatycznych,
- zlecenie demontażu licznika, w wyniku błędu i niewłaściwego postępowania pracownika przedsiębiorstwa,
- proceder podwójnego fakturowania,
- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- niezasadne zobowiązania odbiorców do dostosowywania układów pomiarowo-rozliczeniowych,

- bezpodstawnego odrzucania zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),
- braku umowy dystrybucyjnej po zakończonym procesie zmiany sprzedawcy,
- braku umowy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym pomiędzy OSDp a OSDn,
- niepodpisanie GUD-ów przez małych OSD,
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych.

Działania te w większości przypadków pomyślnie doprowadziły do zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

Zakup energii elektrycznej na pokrycie strat przesyłowych

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, PSE S.A. dokonują zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz stosują przejrzyste i niedyskryminacyjne procedury rynkowe przy jej zakupie.

PSE S.A. dokonują zakupu ww. energii elektrycznej poprzez wyłonienie dostawcy/dostawców w wyniku prowadzonego postępowania przetargowego (postępowanie o udzielenie zamówienia niepublicznego), w ramach którego z ofert złożonych przez uczestników przetargu spełniających wymagania formalne, wybierana jest oferta najlepsza z ekonomicznego punktu widzenia.

Z wyłonionym/wyłonionymi w wyniku przetargu dostawcą/dostawcami, PSE S.A. zawierają umowy dwustronne. Jest to podstawowa forma zakupu, w ramach której PSE S.A. dokonują nabycia przeważającej ilości energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat przesyłowych.

Pozostała część energii elektrycznej kupowana jest na Rynku Bilansującym. Ta forma zakupu stosowana jest:

- do rozliczania odchyłeń pomiędzy dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów, a rzeczywistą ilością strat energii,
- ze względu na dużą godzinową zmienność ilości energii elektrycznej na pokrycie strat w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina).

W 2013 r. energia na pokrywanie strat przesyłowych była pozyskiwana z wykorzystaniem obu wyżej wymienionych form zakupu, w wyniku czego dokonano zakupu następujących ilości energii elektrycznej:

- w ramach umowy dwustronnej zawieranych z dostawcą energii: 1 544 130 MWh,
- na Rynku Bilansującym⁸⁾: 180 617 MWh.

Natomiast w 2014 r. energia na pokrywanie strat przesyłowych była pozyskiwana z wykorzystaniem obu wyżej wymienionych form zakupu, w wyniku czego dokonano zakupu następujących ilości energii elektrycznej:

- w ramach umów dwustronnych zawieranych z dostawcami energii: 1 479 400 MWh,
- na Rynku Bilansującym: 302 441 MWh.

Najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych przede wszystkim na zasadach umownych. Wśród podmiotów od których kupowano energię byli sprzedawcy, z którymi OSD przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (*unbundling*) tworzyli jedno przedsiębiorstwo. Kupowano także energię na Rynku Bilansującym.

Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej

Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2014 r. w KSE kształtowały się na poziomie z 2013 r. Podobnie jak rok wcześniej, nie wystąpiły ograniczenia spowodowane brakiem mocy. Ograniczenia z powodu awarii w sieci przesyłowej kształtowały się na poziomie znikomym i wyniosły 19 MWh w 2013 r. i 28 MWh w 2014 r., natomiast ograniczenia spowodowane awariami w sieci dystrybucyjnej wyniosły 27,5 GWh w 2013 r. i 10,4 w 2014 r. Energia niedostarczona z powodu ograniczeń stanowiła ok. 0,02%

⁸⁾ Ilość energii elektrycznej zakupionej na pokrywanie strat przesyłowych na Rynku Bilansującym wyznaczono zarówno w 2013 r., jak i 2014 r. jako saldo energii zakupionej oraz odsprzedanej na Rynku Bilansującym.

krajowego zużycia energii elektrycznej brutto w 2013 r. i ok 0,01% w 2014 r. Mając powyższe na względzie zasadne jest stwierdzenie, że ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w 2013 r. i w 2014 r. **nie stanowiły** zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.

Ograniczenia w dostawie do odbiorców spowodowane awariami systemowymi oraz sieciowymi w sieciach dystrybucyjnych OSD w 2013 r. i 2014 r. wynikały przede wszystkim z niesprzyjających warunków pogodowych. Większa ilość ograniczeń w 2013 r. wynikała z wystąpienia w tym roku huraganowego wiatru (huragan „Ksawery”).

W 2013 r. wystąpiła awaria w sieci przesyłowej najwyższych napięć NN, wystąpiły także ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci WN będącej własnością PSE S.A.:

1) awaria w sieci NN powodująca ograniczenie dostaw energii:

Czwartek, 7.03.2013 r.

Nieplanowe wyłączenia w sieci przesyłowej:

- 8:44 – 9:08 – w rozdzielni 220 kV Świebodzice samoczynnie jednostronnie została wyłączona linia Klecina z odczepem do Biskupic, natomiast w stacji Klecina samoczynnie obustronnie został wyłączony AT1 160 MVA 220/110 kV – zał. o godz. 9:58 (AT2 160 MVA 220/110 kV był wyłączony planowo). Stacja Biskupice pozostała bez napięcia w godz. 8:44 – 9:08. Przyczyną było omyłkowe zamknięcie uziemnika systemu nr 2 220 kV w stacji Klecina, który znajdował się pod napięciem.

Ograniczenia odbiorców: TAURON Dystrybucja S.A. O/Wrocław wyniosły 31 MW w godz. 8:44 – 9:08,

2) wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci 110 kV będącej własnością PSE S.A.:

Środa, 27.03.2013 r.

Miały miejsce nieplanowe wyłączenia elementów sieci dystrybucyjnej:

- 10:09 – w rozdzielni 110 kV Gdańsk Błonia podczas uziemiania do prac planowych systemu IA 110 kV omyłkowo uziemiono będący pod napięciem system 2 110 kV. Zadziałało zabezpieczenie różnicowe szyn zbiorczych 110 kV. Bez napięcia pozostał system 2 wraz z elementami:
 - sprzęgłem (zał. 10:20),
 - linią Rafineria tor 2 (zał. 10:21),
 - linią Tczew (zał. 10:22),
 - linią Gdańsk Chełm (zał. 10:23),
 - linią Ostrów (zał. 10:24),
 - linią Gdańsk 2 (zał. 10:25),
 - linią Kleniewo (zał. 10:41),
 - linią Elbląg (zał. 10:42).

Ograniczenia odbiorców Energa S.A. O/Gdańsk w godz. 10:09 – 10:21 wyniosły 18 MW,

3) podczas huraganu Ksawery w dniach 5-6.12.2013 r. nastąpiły wyłączenia elementów w sieci będącej własnością PSE S.A.:

Piątek, 6.12.2013 r.

- 8:26 – 8:38 – samoczynnie został wyłączony w stacji Piła Krzewina ciąg liniowy (promień) 110 kV Wałcz-Wałcz Północ-Mirosławiec. Bez napięcia pozostały stacje Wałcz (zał. 8:38), Wałcz Północ (zał. 10:45) i Mirosławiec (zał. 9:02).

Ograniczenia odbiorców ENEA Operator O/Poznań w wysokości:

- 20 MW w godz. 8:26 – 8:38,
- 6 MW w godz. 8:38 – 9:02,
- 3 MW w godz. 9:02 – 10:45,

4) wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu pomyłki łączeniowej dyspozytora ODM w sieci koordynowanej 110 kV:

Poniedziałek, 24.06.2013 r.

- 10:17 – w stacji Mory wyłączono ręcznie do prac planowych linię 110 kV Ursus GSZ1 (zał. 10:30). Planowy tymczasowy podział w stacji Sękocin na linii 110 kV Piaseczno (tymczasowy układ zasilania stacji Sękocin) spowodował, że stacje 110 kV Sękocin i Ursus GSZ1 pozostały bez napięcia.

Ograniczenia odbiorców w godz. 10:17 – 10:30 wyniosły:

- PGE Dystrybucja S.A. O/Warszawa – 34 MW,
- RWE Stoen Operator – 2 MW.

W 2014 r. wystąpiły ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci WN będącej własnością PSE S.A.:

Niedziela, 23.02.2014 r.

- 8:46 – w rozdzielni 110 kV Pątnów po zadziałaniu zabezpieczenia różnicowego szyn zbiorczych 110 kV wyłączyły systemy 1B i 2 szyn zbiorczych 110 kV (wszystkie odejścia). Ponadto w El. Pątnów na skutek braku zasilania potrzeb własnych elektrowni samoczynnie wyłączyły się bloki: B4 200 MW o godz. 8:50 oraz B6 200 MW o godz. 8:53. Przyczyną zwarcia był zerwany przewód fazy L2 wraz z okuciem izolatora na odłączniku sekcyjnym systemu 1B szyn zbiorczych 110 kV. Ograniczenia odbiorców ENERGA S.A. O/Kalisz wyniosły 31 MW w godz. 8:46 – 9:18 dla Kopalni Józwin 1 i 2, 6 MW w godz. 8:46 – 8:51 dla Walcowni oraz 12 MW dla potrzeb własnych El. Pątnów w godz. 8:46 – 9:22.

Piątek, 27.06.2014 r.

- 15:59 – w rozdzielni 110 kV Kozienice po zadziałaniu zabezpieczenia różnicowego szyn zbiorczych 110 kV wyłączył system 2 szyn zbiorczych 110 kV (wszystkie odejścia) z powodu zwarcia w polu linii 110 kV Sobolew spowodowanego przez pracownika firmy prowadzącej prace inwestycyjne na stacji. Ograniczenia odbiorców PGE Dystrybucja S.A. O/Skarżysko-Kamienna wyniosły 4 MW w godz. 15:59 – 16:07.

Wszyscy OSD zobowiązani są do opracowania planów, o których mowa w art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne. Niemniej w latach 2013–2014 żaden z OSD nie był zmuszony do wprowadzania ograniczeń w dostawach energii do odbiorców końcowych na zasadach określonych w ww. planach.

Zadania inwestycyjne związane z usuwaniem ograniczeń sieciowych

W 2013 r. zakończone zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne związane z usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE oraz z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych:

1. Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew – odbył się odbiór techniczny – zadanie inwestycyjne będące częścią Programu rozbudowy KSP w zakresie połączenia Polska-Litwa oraz projektu rozbudowy KSE w obszarze WWE.
2. Zainstalowanie drugiego transformatora TR-1 400/110 kV w stacji 400/110 kV Płock – zwiększenie pewności zasilania węzła płockiego.
3. Modernizacja linii 220 kV Kozienice-Mory/Piaseczno – zadanie związane ze zwiększeniem niezawodności przesyłu energii elektrycznej w aglomeracji warszawskiej.
4. Modernizacja linii 400 kV Miłosna-Rogowiec z wcięciem do stacji 400/220/110 kV Ołtarzew – poprawa bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej poprzez przyłączenie do sieci teletransmisyjnej nowo wybudowanej stacji 400/220/110 kV Ołtarzew.
5. Modernizacja linii 400 kV Płock-Miłosna z wcięciem do stacji 400/220/110 kV Ołtarzew – poprawa bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej poprzez przyłączenie do sieci teletransmisyjnej nowo wybudowanej stacji 400/220/110 kV Ołtarzew.
6. Modernizacja linii 400 kV Wielopole-Joachimów, Wielopole-Rokitnica – poprawa pewności i bezpieczeństwa przesyłu energii elektrycznej w rejonie aglomeracji śląskiej.
7. Modernizacja linii 400 kV Wielopole-Joachimów, Tucznowa-Rogowiec – poprawa pewności i bezpieczeństwa przesyłu energii elektrycznej w rejonie miasta Częstochowa oraz wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów.
8. Zakup linii 220 kV Morzyczyn-Reclaw – zakupiona linia ma być zmodernizowana i uruchomiona na napięciu 220 kV w celu poprawy zasilania aglomeracji szczecińskiej wraz ze wzmocnieniem układu sieci w północno-zachodnim rejonie KSE, w tym w zakresie wymiany międzynarodowej.

Z kolei w 2014 r. zakończone zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne związane z usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE oraz wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych:

1. Modernizacja stacji 220/110 kV Abramowice – zadanie związane ze zwiększeniem bezpieczeństwa pracy stacji poprzez jej unowocześnienie oraz zwiększenie niezawodności oraz pewności dostaw energii elektrycznej w rejonie miasta Lublin, aglomeracji lubelskiej oraz węzła zamojskiego.
2. Modernizacja linii 220 kV Piotrków-Janów – zadanie związane z poprawą bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej dla aglomeracji łódzkiej.

3. Modernizacja pól linii 220 kV w stacjach Kozienice, Mory, Piaseczno w celu dostosowania do nowych zdolności przesyłowych – zadanie związane z dostosowaniem do nowych zdolności przesyłowych pól liniowych linii 220 kV Kozienice-Mory, Kozienice-Piaseczno i Mory-Piaseczno w ww. stacjach ma na celu zwiększenie niezawodności oraz pewności dostaw energii elektrycznej w rejonie aglomeracji warszawskiej.
4. Modernizacja linii 220 kV Poręba-Czczott oraz odcinka linii 220 kV Poręba-Byczyna w zakresie OPGW – zadanie związane z poprawą bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej w południowej części kraju oraz zapewnieniem traktów transmisji technologicznych o dużej przepływności bitowej i wysokim standardzie bezpieczeństwa dla potrzeb telekomunikacji i łączy telezabezpieczeń.
5. Modernizacja linii 400 kV Tucznawa-Rogowiec, Joachimów-Rogowiec 3 – zadanie związane z poprawą bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej w rejonie aglomeracji śląskiej i miasta Częstochowy oraz wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów.
6. Modernizacja linii Połaniec-Klikowa w zakresie wymiany przewodu odgromowego OPGW – zadanie związane z poprawą bezpieczeństwa i niezawodności przesyłu energii elektrycznej we wschodniej części kraju oraz zapewnieniem traktów transmisji technologicznych o dużej przepływności bitowej i wysokim standardzie bezpieczeństwa dla potrzeb telekomunikacji i łączy telezabezpieczeń.

Zapewnienie jakości dostaw energii elektrycznej

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

Badania jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, prowadzone w zakresie ciągłości dostaw energii elektrycznej (wskaźniki) oraz wpływu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych, pozwalają na ocenę dotrzymywania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez operatora sieci przesyłowej oraz przez pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych, których działalność łącznie obejmuje cały kraj. Skupienie uwagi regulatora na wskaźnikach jakościowych, które są mierzalne i na które przedsiębiorstwa energetyczne mogą oddziaływać, pozwoli Prezesowi URE na bardziej skuteczną coroczną kontrolę dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju.

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

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

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

W związku z powyższym, 21 czerwca 2012 r. do operatorów systemów dystrybucyjnych została wystosowana Informacja Prezesa URE nr 16/2012, zamieszczona również na stronie internetowej urzędu, która reguluje kwestię liczby odbiorców przyjętych do obliczania ww. wskaźników, a mianowicie do obliczeń wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej należy przyjmować liczbę odbiorców przyłączonych do sieci operatora na koniec roku kalendarzowego, dla którego prowadzone są obliczenia wskaźników.

Ujednoczenie metody przyjmowania liczby odbiorców na cele raportowania przez OSD wskaźników dotyczących przerw w dostawach skutkuje zapewnieniem w okresie sprawozdawczym 2013–2014 lepszej porównywalności tych wskaźników.

Realizacja pozostałych zadań

Ocena wypełniania przez OSD ich obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, dokonywana jest w OT URE przez pryzmat rozstrzyganych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, analizę zgłaszanych do Prezesa URE odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, a także m.in. w przypadku rozpatrywania skarg odbiorców na działania samych operatorów dotyczących m.in. utrzymywania w należyłym stanie technicznym urządzeń, sieci i instalacji lub skarg dotyczących działań poszczególnych sprzedawców energii elektrycznej w zakresie badania dotrzymywania przez OSD obowiązków dotyczących pozyskiwania, przechowywania przetwarzania i terminowego udostępniania danych pomiarowych dla energii elektrycznej (art. 9c ust. 3 pkt 9a ustawy – Prawo energetyczne).

Kwestie dotyczące realizacji obowiązków w ww. zakresie badane były również w trakcie rozpatrywania skarg dotyczących dokonywania korekty należności za dostarczaną energię elektryczną w przypadku istnienia umów kompleksowych. W umowach kompleksowych OSD, jako podmiot odpowiedzialny za eksploatację urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, w tym za pozyskiwanie danych pomiarowych współuczestniczy w ustalaniu zarówno zasad, jak i wysokości korekty należności za dostarczoną energię elektryczną. Wobec powyższego, przedmiotem monitoringu przeprowadzanego w powyższym zakresie było ustalenie, czy realizując obowiązek określony w art. 9c ust. 3 pkt 9a ustawy – Prawo energetyczne, OSD w przypadku konieczności dokonania korekty należności za dostarczaną energię elektryczną stosuje przepisy § 37 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 12 września 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną⁹⁾ oraz § 43 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁰⁾.

Należy również dodać, że w ramach powyższych działań (tj. w ramach rozpatrywania skarg i rozstrzygania sporów) badano zasadność wstrzymania dostarczania energii elektrycznej oraz prawidłowość stosowania zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy, a także zgodność określonych działań z IRiESD. W ramach prowadzonych postępowań dotyczących zatwierdzenia taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej dla przedsiębiorstw, o których mowa w art. 16 ust. 13 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, monitorowano obowiązki w zakresie sporządzenia przez te przedsiębiorstwa planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ust. 1.

Dodatkowo obowiązki wynikające z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne monitorowane są w postępowaniach taryfowych i koncesyjnych poprzez weryfikację wniosków interesariuszy np. z zakresu współpracy między przedsiębiorstwami energetycznymi, eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej czy warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

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

W latach 2013–2014 w stosunku do OSD działających na terenach właściwości danych OT URE nie stwierdzono uchybień w zakresie realizacji obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje m.in. pozyskiwanie i analizę informacji na temat bieżącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych. Podobnie jak w 2013 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 38 GW, przy czym w 2014 r. nastąpił jej niewielki spadek o ok. 0,7%. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2013 r. i 2014 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Należy mieć jednak na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2014 r. było nieco wyższe od poziomu w 2013 r. Rok 2014 był pierwszym rokiem wprowadzenia zmodyfikowanych zasad wyznaczania i rozliczania rezerwy mocy w celu stworzenia mechanizmu wspierającego utrzymywanie w systemie odpowiedniej nadwyżki mocy, co wpływa korzystnie na bezpieczeństwo dostaw.

⁹⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 1200.

¹⁰⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

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

2.6.3. Programy zgodności – realizacja i wnioski

Ustawa nowelizująca wprowadziła istotne zmiany w zakresie rodzajów podmiotów zobowiązanych do opracowania Programów zgodności. Dotychczasowy obowiązek ich opracowywania przez operatorów sieci przesyłowych został zniesiony, gdyż występujący u OSP *unbundling* własnościowy (PSE S.A. jest spółką nie wchodzącą w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, będącą w 100% własnością Skarbu Państwa) w praktyce okazał się wystarczający do zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu.

Pośród pięciu największych OSD, czterech z własnej inicjatywy przedłożyło Prezesowi URE do zatwierdzenia wnioski ws. zmian Programów zgodności. Ww. wnioski składano w okresie od października 2013 r. do marca 2014 r. W przypadku jednego z OSD wniosek o zmianę Programu zgodności został przedłożony na żądanie Prezesa URE w czerwcu 2014 r. Postulowane we wnioskach zmiany dotyczyły głównie rozszerzenia katalogu informacji sensytywnych oraz dostosowania Programów do nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne m.in. w zakresie wzmocnienia roli Inspektora ds. zgodności.

W 2014 r. Prezes URE wydał wobec pięciu największych OSD decyzje zatwierdzające zmiany w istniejących w tych przedsiębiorstwach Programach zgodności. Proces zatwierdzania zmienionych Programów rozpoczął się w lutym, a ostatnia decyzja zatwierdzająca wydana została w sierpniu.

Zgodnie z art. 9d ust. 5a ustawy – Prawo energetyczne Inspektorzy ds. zgodności, co roku do 31 marca, przedstawiają Prezesowi URE sprawozdania z realizacji Programów zgodności. Z analizy nadesłanych sprawozdań wynika, że wymagane przez URE zagadnienia zostały ujęte w treści wszystkich nadesłanych dokumentów, jednakże różniły się od siebie stopniem szczegółowości opisanych działań. Ponadto w sprawozdaniach ujęto informacje, które nie nawiązują bezpośrednio do kwestii funkcjonowania Programu.

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów zgodności

W marcu 2013 r. Prezes URE wszczął postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia jednemu z OSD kary pieniężnej z powodu traktowania w uprzywilejowany sposób sprzedawcy z urzędu należącego do tej samej co OSD grupy kapitałowej. Postępowanie administracyjne zostało zakończone w październiku 2013 r. wymierzeniem OSD kary pieniężnej. OSD złożył od decyzji wymierzającej karę odwołanie do SOKiK. Sąd po rozpatrzeniu sprawy oddalił odwołanie. Wyrok nie jest prawomocny. W związku z tym zdarzeniem została przeprowadzona szeroka akcja informacyjna w OSD oraz jej spółkach zależnych przypominająca zagadnienia z zakresu objętego Programem. Ponadto podjęto szereg działań mających na celu poprawę informacji wyświetlanych na stronie internetowej OSD, w zakresie kanałów komunikacji dla klientów usług dystrybucyjnych.

W 2014 r. w jednym z OSD odnotowano pięć przypadków naruszenia założeń Programu zgodności przez pracowników operatora. W czterech z nich zastosowano kary nagany, natomiast w jednym przypadku dyscyplinarnie zwolniono pracownika z pracy. Sąd I instancji oddalił powództwo pracownika, który zaskarżył przedmiotowe rozwiązanie umowy o pracę. Obecnie sprawa jest rozpatrywana przez Sąd II instancji. Sprawa dotyczy sytuacji, w której pracownik OSD podjął jednocześnie pracę zarobkową na rzecz jednego z użytkowników systemu, która wskazywała na możliwość wystąpienia konfliktu interesów, gdyż pozostawał z tym użytkownikiem systemu w takim stosunku faktycznym lub prawnym, że ze względu na charakter tego stosunku mogłoby dojść do naruszenia zasady równego traktowania. Z kolei w innym OSD zidentyfikowano jeden przypadek wystąpienia konfliktu interesów w procesie przyłączania do sieci, podjęto zatem działania mające na celu określenie warunków przyłączenia bez udziału pracownika, który złożył wniosek o określenie warunków przyłączenia.

Poza ww. przypadkami nie stwierdzono w żadnym z OSD innych naruszeń Programu zgodności. Nie odnotowano też skarg i wniosków dotyczących kwestii dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Odnotowano natomiast zapytania dotyczące interpretacji postanowień Programu zgodności, na które Inspektorzy dokonywali wyczerpujących odpowiedzi.

Rola Inspektora ds. zgodności

W celu wzmocnienia dotychczasowej roli Inspektora ds. zgodności, jego stanowisko zostało opisane w dokonanej w 2013 r. ustawie nowelizującej. Zgodnie z art. 9d ust. 5 tej ustawy Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez operatora w celu monitorowania realizacji Programu zgodności i powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do wszelkich niezbędnych w wypełnianiu jego obowiązków informacji, które są w posiadaniu nie tylko OSD, ale również jednostek z nim powiązanych. Ze względu na potrzebę zapewnienia niezależności, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno być wyodrębnione od innych stanowisk w danej Spółce. Z pewnością pozwoliłoby to na szersze zaangażowanie w podejściu do tematu przestrzegania Programów zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę operatorów.

W 2014 r. wśród badanych operatorów funkcja Inspektora była łączona z innym stanowiskiem, niekiedy było to stanowisko kierownicze. Niewątpliwie wiedza i doświadczenie osoby zajmującej stanowisko kierownicze jest przydatna w aktywnym monitoringu realizacji Programu zgodności, jednakże w ocenie Prezesa URE praktyka łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności z inną funkcją wykonywaną w spółce stwarza ryzyko naruszenia jego niezależności, jak i braku czasu na właściwe monitorowanie przestrzegania postanowień Programu zgodności.

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

W ramach wykonywanych obowiązków, Inspektor ds. zgodności powinien nie tylko reagować *ex post* tj., gdy naruszenie postanowień Programu zgodności wystąpi, lecz również dokonywać działań prewencyjnych, m.in. poprzez inicjowanie kontroli wdrożenia ww. postanowień. Z nadesłanych sprawozdań wynika, że Inspektorzy dokonywali monitoringu przestrzegania Programu zgodności, czego dowodem są opisane powyżej zidentyfikowane przypadki naruszeń jego założeń. Ponadto Inspektorzy dokonywali:

- przeglądu stosowanych wzorów dokumentów oraz ich opiniowania pod kątem zgodności z zapisami Programów,
- przeglądu procedur stosowanych w realizacji podstawowych usług biznesowych takich jak: usługi przyłączenia, dystrybucji, zmiany sprzedawcy, realizacji reklamacji, obsługi klienta,
- monitoringu prawidłowego używania marki OSD pod kątem odróżniania się od marki innych spółek wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo,
- przeglądu umieszczanych treści na stronie internetowej OSD.

Dostępność Programu zgodności

Wszyscy operatorzy opublikowali na swoich stronach internetowych Programy zgodności. W celu ułatwienia ich dostępności, wskazane jest, by odniesienie do tego dokumentu widoczne było na stronie głównej danego operatora. Dodatkowo regulator zaleca udostępnić treść Programów w biurach obsługi klienta, tak by dostęp do niego mieli również użytkownicy systemu nie posiadający dostępu do internetu. Dobrą praktyką byłoby również przygotowanie wersji papierowych Programu zgodności dostosowanych graficznie pod kątem osób starszych i niepełnosprawnych.

U wszystkich OSD pracownicy mieli możliwość zadawania pytań Inspektorowi odnośnie interpretacji poszczególnych postanowień Programu. Zapytania pracownicy mogli kierować zarówno drogą elektroniczną, jak i w formie bezpośrednich spotkań z Inspektorem. Wskazane jest jednak, aby nie tylko pracownicy, ale również wszyscy użytkownicy systemu mogli drogą elektroniczną zwrócić się do Inspektora o wyjaśnienia dotyczące postanowień Programu. Adres e-mail Inspektora lub formularz on-line do zadawania mu pytań winien być umiejscowiony na stronie internetowej obok udostępnionego Programu zgodności. Na takie rozwiązanie dotychczas zdecydowały się PGE Dystrybucja S.A. oraz RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Szkolenia

Prowadzone przez Inspektora szkolenia powinny obejmować przedstawienie celu i zakresu Programu, obowiązków operatora, obowiązków pracowników operatora, sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników, zasad wdrażania i monitorowania Programu. Z nadesłanych informacji wynika, że poza nielicznymi wyjątkami (nieobecni w pracy z powodu długotrwałych zwolnień lekarskich

байдь urlopów macierzyńskich) wszyscy pracownicy zostali przeszkoleni w zakresie Programu. Praktyką jest, że nowi pracownicy są przeszkalani najpóźniej miesiąc od momentu zatrudnienia.

Za dobrą praktykę w ocenie Prezesa URE należy uznać przeprowadzanie przez Inspektorów cyklicznych szkoleń odświeżających nabytą przez pracowników wiedzę w zakresie przestrzegania zapisów Programu, co ma szczególne znaczenie w przypadku, gdy zatwierdzone zostają zmiany w Programach zgodności i istnieje potrzeba zapoznania się przez pracowników z nowymi regułami. Ponadto OSD wdrażają i rozwijają elektroniczne platformy szkoleniowe, które są uzupełnieniem dla prowadzonych przez Inspektorów szkoleń w formie tradycyjnej. Z nadesłanych w sprawozdaniach informacji wynika, że również pracownicy jednostek powiązanych z OSD odbyli szkolenia z zakresu Programu zgodności i zobowiązali się do przestrzegania jego postanowień.

Ochrona danych sensytywnych

Z przedstawionych sprawozdań wynika, że u OSD stosuje się podobną politykę ochrony danych sensytywnych realizowaną poprzez odpowiedni dostęp do poszczególnych systemów informatycznych. W zależności od zakresu obowiązków konkretnych pracowników tworzy się dla nich indywidualne zakresy uprawnień do ww. danych. Wdrożone w poszczególnych OSD systemy ochrony danych sensytywnych należy uznać za właściwe, gdyż z nadesłanych przez OSD sprawozdań nie wynika, by w 2014 r. doszło w badanych podmiotach do naruszeń zasad ochrony danych sensytywnych.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu

Jednym z istotnych zagadnień, do których powinien odnosić się Program zgodności są reguły prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu*. Zgodnie z tymi regułami, jak i dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, pionowo zintegrowani OSD nie mogą powodować – w zakresie komunikacji i marki – nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa. Niewątpliwie wprowadzenie własnego loga, różniącego się od znaku graficznego spółki obrotu wchodzącej w skład tej samej co OSD grupy kapitałowej, sprzyja realizacji postanowień ww. dyrektywy. Wskazane zatem jest, by OSD elektroenergetyczni – podobnie jak uczynił to OSD funkcjonujący na rynku gazu – podjęli działania zmierzające do ustanowienia własnego znaku graficznego.

Ponadto przestrzeganie reguł *unbundlingu* nabiera szczególnego znaczenia w sytuacji, gdy w grupach kapitałowych, w których funkcjonują OSD wdrażane są kodeksy, strategie i inne dokumenty, których celem jest integracja biznesowa wszystkich spółek wchodzących w skład tych grup. W takich sytuacjach zachodzi ryzyko, że implementacja niektórych postanowień ww. dokumentów spowoduje możliwość naruszenia przez zarządy grup kapitałowych niezależności działalności OSD, przyczyniając się tym samym do złamania zapisów Programów zgodności. W związku z powyższym za dobrą praktykę należy uznać wdrożenie w PGE Dystrybucja S.A. systemu weryfikacji zgodności z prawem i procedurami wewnętrznymi OSD dokumentów tworzonych w centrali grupy kapitałowej. Opiniowanie tego typu dokumentów przez Inspektora i dyrektorów jednostek organizacyjnych PGE Dystrybucja S.A. pod kątem spełniania wymogów niezależności OSD należy uznać za działanie pożądane.

2.7. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

11 września 2013 r. weszła w życie ustawa nowelizująca, implementująca dyrektywy UE. Nałożyła ona szereg nowych obowiązków na przedsiębiorstwa energetyczne, w tym obowiązki w zakresie prowadzonej przez te przedsiębiorstwa sprawozdawczości finansowej. W szczególności wskazać należy na zmiany wprowadzone w art. 44 ustawy, które w brzmieniu nadanym ww. ustawą, weszły w życie od 1 stycznia 2014 r.

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 monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

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

Prezes URE nie skorzystał w tym okresie z prawa wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, tj. prawa wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych. Monitoring prowadzony był wyłącznie w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane m.in. w formie arkuszy sprawozdawczych, przekazywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w okresach półrocznych oraz rocznych. Informacje te, w ocenie Prezesa URE, były wystarczające.

Ponadto w 2013 r. Prezes URE zakończył prowadzone w 2012 r. przeciwko jednemu z przedsiębiorstw postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej stosownie do postanowień art. 56 ust. 1 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z ujawnieniem, w prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności koncesjonowanej w zakresie obrotu energią elektryczną, naruszenia prawa polegającego na nie wywiązywaniu się należycie z ustawowego obowiązku, zawartego w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, tj. prowadzeniu ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w tym przepisie oraz wymierzył temu przedsiębiorstwu karę pieniężną w wysokości 300 000 zł za wyżej wskazane działania. Przedsiębiorstwo odwołało się od decyzji Prezesa URE. Postępowanie w tej sprawie nie zostało zakończone.

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

W latach 2013–2014 nie stwierdzono przypadków prowadzenia ewidencji księgowej w sposób, który naruszałby przepis art. 44 ustawy – Prawo energetyczne. Oznacza to, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadziły ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a także dla grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego.

3. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego (art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne)

3.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego 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 (EOG)

3.1.1. Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości

W odniesieniu do systemu gazowego zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych zostały uregulowane w rozporządzeniu 715/2009 i Załączniku I do tego dokumentu oraz w rozporządzeniu 984/2013 z 14 października 2013 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu. Szczegółowe przepisy w tym zakresie zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji systemu przesyłowego (IRiESP) OSP.

W polskim systemie przesyłowym przydział przepustowości na zasadach ciągłych produktów rocznych, kwartalnych i miesięcznych, w fizycznych punktach wejścia i wyjścia na połączeniach międzysystemowych, następuje w ramach procedury aukcji, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP. Dostępna przepustowość na zasadach ciągłych w ww. punktach, w pierwszej kolejności i w zakresie uzgodnionym

z operatorem systemu współpracującego (OSW) powinna być udostępniana na zasadach powiązanych, w ramach wspólnej aukcji prowadzonej przez OSP i OSW. W zakresie, w jakim dostępna przepustowość tych punktów nie zostanie udostępniona na zasadach powiązanych, jej przydział odbywa się w ramach procedury aukcji na Platformie Aukcyjnej na zasadach niepowiązanych. Dostępna przepustowość na zasadach ciągłych i przerywanych, na okres jednej doby gazowej jest udostępniana w oparciu o zasadę „first come, first served”.

Przepustowość na zasadach ciągłych fizycznych punktów wejścia i wyjścia, o których mowa powyżej jest udostępniana:

- w zakresie maksymalnie 90% przepustowości technicznej danego punktu na produkty roczne (maksymalnie na okres do 4 lat gazowych, następujących po roku gazowym, w którym został złożony wniosek),
- w zakresie co najmniej 10% przepustowości technicznej danego punktu na produkty kwartalne udostępniane na następny rok gazowy,
- w zakresie niesprzedanej w ramach produktów rocznych i kwartalnych jako produkty miesięczne a następnie na okres jednej doby gazowej.

OSP udostępnia również przepustowość na zasadach przerywanych w fizycznym punkcie wejścia lub wyjścia do/z systemu przesyłowego, gdy 90% przepustowości technicznej danego fizycznego punktu została przydzielona w ramach produktów udostępnianych na zasadach ciągłych.

3.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

W latach 2013–2014 operatorzy sąsiadujących systemów przesyłowych opierali współpracę w zakresie kalkulacji mocy w punktach połączeń międzysystemowych na bilateralnych uzgodnieniach. Istotne elementy takiej współpracy są przez nich uwzględniane w ramach dwustronnych Międzyoperatorских Umów Przesyłowych. Istotny wpływ na kalkulację mocy przesyłowych ma również fakt, że w punktach połączeń międzysystemowych przepustowość jest oferowana na zasadach niepowiązanych, co oznacza, że przepustowość jest nabywana po obu stronach punktu połączenia międzysystemowego od operatorów sąsiadujących systemów przesyłowych niezależnie od siebie. Narzędziem upraszczającym zarządzanie mocami przesyłowymi jest konto operatorskie. Jest ono prowadzone przez operatorów w celu bilansowania sąsiadujących systemów przesyłowych w związku z przepływami gazu przez dany punkt połączenia międzysystemowego. Podejmowanie takich działań znacznie ułatwia dokonywanie rozliczeń z użytkownikami sieci przyłączonymi do danego punktu połączenia międzysystemowego.

OGP Gaz-System S.A. realizuje działania zmierzające do wdrożenia rozporządzenia Komisji Europejskiej nr 984/2013 z 13 października 2013 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu (dalej: KS CAM), który będzie stosowany obligatoryjnie na połączeniach międzysystemowych wewnątrz UE, a fakultatywnie na połączeniach międzysystemowych z krajami trzecimi. Wprowadzi on bardziej sformalizowane podejście do kalkulacji mocy przesyłowych w punktach połączeń międzysystemowych. Zgodnie z art. 6 ust. 1 pkt a KS CAM, najpóźniej 4 lutego 2015 r. OGP Gaz-System S.A. powinien wraz z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych ustanowić i stosować wspólną metodę określającą konkretne działania, które mają podejmować poszczególni operatorzy systemu przesyłowego w celu osiągnięcia koniecznej optymalizacji. Wspólna metoda obejmie szczegółową analizę zdolności technicznych po obu stronach połączenia międzysystemowego, a także harmonogram działań zmierzających do maksymalizacji oferty zdolności powiązanej.

3.2. Mechanizmy bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym

3.2.1. Bilansowanie

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, zarówno bilansowanie systemu gazowego, jak i zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie gazowym jest realizowane przez operatora systemu przesyłowego (OSP) w ramach świadczonych usług przesyłania paliw gazowych.

OSP prowadzi bilansowanie zarówno w systemie przesyłowym, jak i w przyłączonych do niego systemach dystrybucyjnych w oparciu o rozliczenie dobowe. Stosowana jest tolerancja dobową dla niezbi-

lansowania na poziomie 5% ilości paliwa gazowego przekazanego przez Zleceniodawcę Usługi Przesyłania (ZUP) do przesłania w punktach wejścia do systemu przesyłowego w danej dobie gazowej. Opłata za niezbilansowanie jest ustalana w oparciu o średnioważoną cenę ustaloną na bazie kosztów zakupu paliwa gazowego przez OSP w danej dobie gazowej (Cena Referencyjna Gazu – CRG). W przypadku przekroczenia tolerancji cena ta jest powiększana o 20%. OSP aktualizuje i publikuje CRG na bieżąco na swojej stronie internetowej. Informacje na temat szacunkowej wartości niezbilansowania są przekazywane poszczególnym ZUP przez OSP indywidualnie poprzez wykorzystanie Systemu Wymiany Informacji (SWI) dla pierwszych 6 godzin danej doby gazowej (do godz. 18:00 danej doby gazowej) oraz dla danej doby gazowej w ciągu 6 godzin po zakończeniu doby gazowej. Dane rozliczeniowe są przekazywane do 26 dnia miesiąca następującego po miesiącu, którego rozliczenie dotyczy. Operator publikuje na swojej stronie internetowej dane dotyczące łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na rozpoczęcie każdego okresu bilansowania oraz prognozowanego łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na zakończenie każdego dnia gazowego. OSP zamieszcza również na stronie internetowej ustandaryzowane publikacje zgodne z wymaganiami rozporządzenia 715/2009, w tym m.in. informacje o procedurach, wymogach i zasadach dotyczących bilansowania oraz działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu, a także o poniesionych w związku z tym kosztach i wygenerowanych przychodach. Wszystkie powyższe informacje są publikowane zarówno w polskiej, jak i w angielskiej wersji językowej.

Tabela 13. Wygenerowane przychody i poniesione koszty przez OSP związane z bilansowaniem systemu przesyłowego w latach 2012–2014

Dane w mln PLN	2012 r.	2013 r.	2014 r.
Przychody związane z bilansowaniem systemu przesyłowego (przychody z opłat)	10,9	3,3	6,6
Koszty związane z bilansowaniem systemu przesyłowego (w szczególności koszty magazynowania oraz amortyzacji i serwisowania oprogramowania)	38,6	42,5	41,6

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od Gaz-System S.A.

W ciągu ostatnich dwóch lat na polskim rynku gazu w zakresie bilansowania doszło do kilku znaczących zmian. Od 2013 r. OSP podejmował działania mające na celu harmonizację systemów bilansowania z wytycznymi określonymi w kodeksie ds. bilansowania. W szczególności, w ramach zmian w IRiESP, ustanowiono jeden dobowy limit niezbilansowania na miejsce dwóch dobowych limitów niezbilansowania (dobowego limitu niezbilansowania na poziomie 5% i górnego dobowego limitu niezbilansowania na poziomie 15%). Zrezygnowano również z wyznaczania narastającej ilości niezbilansowania w trakcie miesiąca oraz z sankcji dla ZUP za przekroczenie maksymalnej narastającej ilości niezbilansowania. Ponadto doba gazowa została uznana za podstawowy i jedyny okres bilansowania.

W styczniu 2014 r. OSP uruchomił Rynek Usług Bilansujących (RUB). W ramach RUB podmioty mogą składać operatorowi oferty na usługi systemowe, takie jak dostawa lub odbiór paliwa gazowego w wirtualnym punkcie wejścia/wyjścia oraz w konkretnych punktach fizycznych wejścia/wyjścia, a także na usługę zmniejszenia dostaw paliwa gazowego w punkcie wejścia (oraz pobór tej ilości paliwa gazowego od OSP w wirtualnym punkcie wejścia). Przedmiotem obrotu na RUB jest gaz ziemny wysokometanowy w pakietach odpowiadających dostawie paliwa gazowego w ilości 1 kWh w poszczególnych godzinach doby gazowej. RUB stanowi dodatkowe narzędzie, które wspomaga zarządzanie ograniczeniami systemowymi i bilansowanie systemu przesyłowego. Szczegółowe zasady funkcjonowania RUB zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w IRiESP (rozdział 18). W 2014 r. OSP zrealizował usługi systemowe o łącznym wolumenie zakupu 122,4 MWh. W ostatnim okresie, wolumen ten ulega systematycznemu zwiększeniu. Ponadto w 2014 r. OSP podejmował działania bilansujące na TGE S.A. oraz na EEX (*European Energy Exchange*) o łącznym wolumenie zakupu 718 895 MWh.

Tabela 14. Zrealizowane usługi systemowe w ramach Rynku Usług Bilansujących w 2014 r.

Rodzaj usługi	Okres od	Okres do	Ilość pakietów [kWh/h]
Dostawa paliwa gazowego w wirtualnym punkcie wyjścia	2014-12-18 6:00	2014-12-19 6:00	5 000
Dostawa paliwa gazowego w wirtualnym punkcie wyjścia	2014-07-22 6:00	2014-07-23 6:00	100

Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od Gaz-System S.A.

16 kwietnia 2014 r. weszło w życie rozporządzenie Komisji Europejskiej nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (kodeks BAL). Kodeks ma na celu zharmonizowanie przepisów w zakresie bilansowania systemów przesyłowych gazu w krajach UE oraz wspieranie rozwoju płynnych hurtowych rynków gazu dla transakcji krótkoterminowych, zachęcając użytkowników sieci do efektywnego bilansowania własnego zapotrzebowania poprzez platformy obrotu. Wszyscy OSP w UE są zobligowani dostosować krajowe zasady bilansowania do przepisów kodeksu BAL do 1 października 2015 r. Dokument umożliwia jednak operatorom wdrożenie określonych środków tymczasowych w przypadku braku dostatecznej płynności hurtowego rynku gazu dla transakcji krótkoterminowych, w tym ustanowienie platformy rynku bilansującego do celów bilansowania OSP (obecnie taką rolę spełnia RUB), wprowadzenie tymczasowej opłaty za niezbilansowanie (zastępującej docelową metodę kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe wskazaną w kodeksie BAL opartą na zastosowaniu krańcowych cen kupna/sprzedaży gazu), lub wprowadzenie tolerancji w odniesieniu do ilości niezbilansowania dobowego użytkowników sieci. W przypadku konieczności wdrożenia środków tymczasowych, OSP przygotowuje sprawozdanie w tej sprawie i przedkłada do zatwierdzenia Prezesowi URE. Gaz-System S.A., po przeprowadzeniu konsultacji projektu ww. sprawozdania z uczestnikami rynku w terminie 29 września – 9 października 2014 r., złożył 16 października 2014 r. wniosek o zatwierdzenie Sprawozdania dot. planowanych do wprowadzenia przez OGP Gaz-System S.A. środków tymczasowych. Obecnie jest prowadzone postępowanie w zakresie zatwierdzenia sprawozdania, które powinno się zakończyć w pierwszej połowie 2015 r.

3.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie gazowym

Operator systemu przesyłowego, zgodnie z zapisami IRiESP, podejmuje działania pozwalające na eliminowanie możliwości powstawania ograniczeń systemowych, w tym m.in.:

- na etapie rozpatrywania wniosków o przydział przepustowości, OSP analizuje możliwości realizacji nowych umów tak, aby nie powodowały obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw oraz jakości paliwa gazowego dostarczanego dla dotychczasowych użytkowników systemu,
- w przypadku, gdy istnieją możliwości realizacji usług przesyłania, OSP udostępnia przepustowość zgodnie z postanowieniami IRiESP,
- w przypadku braku możliwości realizacji usług przesyłania na zasadach ciągłych OSP udostępni, o ile to jest możliwe, usługi przesyłania na zasadach przerywanych,
- w celu zapobiegania występowaniu ograniczeń systemowych OSP współpracuje z operatorami systemów współpracujących na warunkach określonych w porozumieniach operatorskich lub międzyoperatorskich umowach przesyłowych (MUP),
- planuje prace w systemie tak, aby nie powodować ograniczeń, a jeśli wystąpienie ograniczeń w związku z prowadzonymi pracami jest konieczne, dokłada starań, aby skutki ograniczeń spowodowanych planowanymi pracami były możliwie jak najmniejsze.

Zgodnie z Załącznikiem nr I do rozporządzenia 715/2009 ustanawiającym kodeks sieciowy dotyczący Zarządzania Ograniczeniami Kontraktowymi (*Congestion Management Procedures* – KS CMP). Głównym celem zastosowania mechanizmów opisanych w ww. kodeksie jest zapobieganie powstawaniu oraz niwelowanie istniejących ograniczeń kontraktowych na punktach połączeń międzysystemowych. Gaz-System S.A. wprowadził mechanizmy wynikające z KS CMP zarówno do IRiESP Krajowego Systemu Przesyłowego, jak i do IRiESP Systemu Gazociągów Tranzytowych. Poniżej zaprezentowane zostały w skrócie najważniejsze założenia i zmiany, które w związku z obowiązkiem wdrożenia KS CMP zostały wprowadzone.

Pierwszym z wprowadzonych mechanizmów zarządzania ograniczeniami jest mechanizm nadsubskrypcji i wykupu. W polskich realiach mechanizm ten został implementowany w następującej formie: w przypadku stwierdzenia przez OSP na podstawie przeprowadzonych analiz m.in. statystycznych w danym punkcie połączenia międzysystemowego zarezerwowanej zdolności ciągłej, która regularnie nie jest wykorzystywana w danym okresie, a powoduje ograniczenia dostępu do systemu przesyłowego dla innych podmiotów – OSP ma prawo do udostępnienia tej zdolności na zasadach ciągłych innym uczestnikom rynku. Zdolność ta będzie oferowana jako produkt na dzień następny na zasadach ciągłych. W przypadku, gdyby jednak pierwotnie uprawniony podmiot chciał wykorzystać tę zdolność w dniu, w którym OSP sprzedał zdolność na zasadach nadsubskrypcji, OSP przeprowadzi aukcję wykupu, w trakcie której zaoferuje użytkownikom możliwość odsprzedaży zarezerwowanej przepustowości. Pułap cenowy dla takiej aukcji został ustalony na 1,5-krotność stawki za dobową zdolność przesyłową. W przypadku braku możliwości odkupu zdolności, OSP zredukuje wszystkich nabywców produktu dobowego na zasadach ciągłych i wypłaci im odpowiednią bonifikatę.

Dzięki zastosowaniu tego mechanizmu może być oferowana zwiększona zdolność punktów, w których istnieją ograniczenia kontraktowe.

Kolejnym mechanizmem jest prawo użytkownika do rezygnacji z zarezerwowanej przepustowości. Każdy użytkownik ma prawo zrezygnować z zarezerwowanej zdolności i przekazać ją OSP do odsprzedaży. Użytkownik zachowuje wszelkie prawa i obowiązki związane z zarezerwowaną zdolnością do momentu ponownego zaalokowania jej przez OSP.

Ostatnim mechanizmem implementowanym z kodeksu CMP jest mechanizm odebrania niewykorzystywanej przepustowości w długim terminie (*long term use it or lose it* – LT UIOLI). Mechanizm ten zakłada możliwość odebrania użytkownikowi systemu zarezerwowanej w kontraktach długoterminowych przepustowości na połączeniach międzysystemowych, gdy wykorzystuje on rocznie średnio mniej niż 80% tej przepustowości zarówno w okresie od 1 kwietnia do 30 września, jak i w okresie od 1 października do 31 marca, a inni użytkownicy sieci bezskutecznie ubiegają się o zdolność w tym punkcie.

W zakresie realizacji obowiązków wynikających z Załącznika nr 1 do rozporządzenia 715/2009 dot. mechanizmów zarządzania ograniczeniami kontraktowymi w 2014 r. OGP Gaz-System S.A. nie oferował dodatkowej przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji. OSP codziennie podaje na swojej stronie internetowej informacje w zakresie dostępnej zdolności wynikającej z procedury nadsubskrypcji, zarówno w krajowym systemie przesyłowym, jak i w systemie SGT. Nie wystąpiły również warunki do zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (LT UIOLI). W ubiegłym roku jeden z podmiotów zgłosił OSP chęć rezygnacji z przydzielonej wcześniej przepustowości na punkcie wejścia Lasów. Przepustowość ta została zaoferowana na rynku wtórnym, lecz nie spotkała się z zainteresowaniem rynku.

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

W latach 2013–2014 monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było na bieżąco przez OT URE, w szczególności:

- poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku określonego w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (obligatoryjne powiadomianie Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej),
- podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ww. ustawy dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej,
- w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych,
- w postępowaniach koncesyjnych,
- w trakcie postępowań o zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw, które dostarczają odbiorcom paliwo gazowe.

W omawianym okresie OT URE otrzymały 6 116 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej.

W tym samym czasie Prezes URE wydał 40 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące problemu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Wśród nich 55% stanowiły decyzje negatywne dla podmiotu przyłączanego.

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

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

Na podstawie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy

o przyłączenie do sieci, jest ustawowo obowiązane do niezwłocznego pisemnego powiadomienia o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Przedsiębiorstwa realizując ten obowiązek przesyłają do poszczególnych OT URE stosowne informacje. Zostały one ujęte w tab. 15.

Tabela 15. Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej w latach 2013–2014 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OT Szczecin	198	143	341
2	OT Gdańsk	6	48	54
3	OT Poznań	385	509	894
4	OT Lublin	198	390	588
5	OT Łódź	499	1 026	1 525
6	OT Wrocław	231	969	1 200
7	OT Katowice	15	207	222
8	OT Kraków	441	851	1 292
	OGÓŁEM	1 973	4 143	6 116

Źródło: URE.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Stosowną statystykę w tej kwestii podano w tab. 16.

Tabela 16. Rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej wydane w poszczególnych OT URE w latach 2013–2014

Lp.	Wyszczególnienie	Łączna liczba wydanych decyzji [szt.]	Decyzja pozytywna dla podmiotu przyłączanego [szt.]	Decyzja negatywna dla podmiotu przyłączanego [szt.]
1	OT Szczecin	1*	0	0
2	OT Gdańsk	1	0	1
3	OT Poznań	5	0	5
4	OT Lublin	5	0	5
5	OT Łódź	15	6	9
6	OT Wrocław	1	0	1
7	OT Katowice	11	11	0
8	OT Kraków	1	0	1
	OGÓŁEM	40	17	22

* Wydano decyzję umorzeniową.

Źródło: URE.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do OT URE łącznie 78, z czego zdecydowana większość (87%) związana była z przyłączeniami do sieci gazowej, pozostałe (13%) – z parametrami dostarczanego gazu (tab. 17).

Tabela 17. Skargi lub wnioski w zakresie przyłączeń do sieci gazowej w latach 2013–2014 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej [szt.]	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z parametrami dostarczanego gazu do odbiorców [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OT Szczecin	8	0	8
2	OT Gdańsk	1	1	2
3	OT Poznań	5	2	7
4	OT Lublin	5	0	5
5	OT Łódź	31	1	32
6	OT Wrocław	4	2	6
7	OT Katowice	6	3	9
8	OT Kraków	8	1	9
	OGÓŁEM	68	10	78

Źródło: URE.

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

W omawianym okresie **OT Szczecin** otrzymał 341 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej, z czego 58% dotyczyło odmów z przyczyn technicznych, a 42% odmów z przyczyn ekonomicznych.

Wskazywanymi przez operatorów sieci dystrybucyjnej przyczynami odmów przyłączenia do sieci były m.in.:

- brak przepustowości sieci gazowej niskiego ciśnienia,
- brak istniejącej sieci gazowej na wysokości wnioskowanego o przyłączenie obiektu,
- brak sieci gazowej w danej miejscowości,
- brak dostępnych rezerw przepustowych w sieci przesyłowej,
- brak ujęcia danego rejonu w planie gazyfikacji.

Odmowy z przyczyn ekonomicznych wynikały z negatywnych wyników przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji, w związku z koniecznością poniesienia dodatkowych środków finansowych na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej niezbędnej do przyłączenia nowych odbiorców (inwestycje nie uwzględnione w aktualnych planach rozwoju danego operatora).

W okresie 2013–2014 OT Szczecin wydał decyzję rozstrzygającą spór (w 2013 r.) z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, który dotyczył odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej obiektu (wielorodzinnego budynku mieszkalnego – 8 lokali), należącego do odbiorcy.

Przyczyną odmowy zawarcia umowy o przyłączenie był brak warunków technicznych dla przyłączenia obiektu wynikający, zdaniem operatora, z braku sieci gazowej w miejscu przyłączenia.

Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego wydano decyzję umorzeniową, w związku z podjęciem przez operatora sieci gazowej decyzji o przyłączeniu do sieci ww. obiektu odbiorcy i podpisaniu umowy o przyłączenie do sieci gazowej.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków odbiorców.

W latach 2013–2014 do OT Szczecin wpłynęło osiem takich skarg (cztery w 2013 r. oraz cztery w 2014 r.). Dotyczyły one odmowy przyłączenia do sieci gazowej, odmowy zawarcia umowy na dostawy paliwa gazowego, czy też opłaty za przyłączenie do sieci. W analizowanym okresie nie odnotowano skarg na parametry dostarczanego gazu.

Należy zaznaczyć, że odbiorcy paliw gazowych składali wiele innych skarg i wniosków, które dotyczyły przede wszystkim rozliczeń za dostarczony gaz oraz wstrzymywania dostaw gazu. Takich spraw prowadzono łącznie 34, co stanowiło aż 81% wszystkich złożonych skarg i wniosków (42 sprawy).

OT Gdańsk w 2014 r. otrzymał 48 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej, a w 2013 r. zaledwie sześć takich informacji. Łącznie w omawianym okresie otrzymano 54 informacje od OSD. Przyczynami odmów przyłączenia do sieci gazowej był w głównej mierze brak warunków ekonomicznych (48 informacji). Wszystkie pozostałe odmowy związane były z brakiem warunków technicznych warunków przyłączenia (przeciwie do stosunku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej). Podmioty składające wnioski o przyłączenie pochodziły w szczególności z obszarów słabo wyposażonych w infrastrukturę gazową z terenu woj. warmińsko-mazurskiego. Powyższe świadczy o wzroście zainteresowania możliwością korzystania przez odbiorców z gazu sieciowego.

W omawianym czasie OT Gdańsk wydał trzy decyzje administracyjne rozstrzygające sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Jedna z nich dotyczyła wstrzymania dostaw paliwa gazowego (wydano postanowienie o nakazaniu dostaw gazu), jedna problemu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie (spór został rozstrzygnięty negatywnie, tj. orzeczono, że na dystrybutorze nie ciąży obowiązek przyłączenia do sieci gazowej), a ostatnia z nich, odmowy zawarcia umowy kompleksowej na dostawę gazu (postępowanie umorzono).

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było (tak jak w przypadku systemu elektroenergetycznego) również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do OT Gdańsk łącznie dwadzieścia cztery (dziesięć w 2013 r. i czternaście w 2014 r.).

Zagadnienia poruszane w otrzymywanych skargach i wnioskach dotyczyły m.in. wykonania umowy o przyłączenie do sieci, zagadnień związanych z taryfą gazową, jakością paliwa gazowego, wstrzymania dostaw gazu.

W latach 2013–2014 do **OT Poznań** wpłynęło łącznie 894 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci gazowej od następujących operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych: Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A. oraz Avrio Media Sp. z o.o. Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię, nazwisko, nazwa, adres, lokalizacja instalacji, cel poboru gazu, planowana wielkość poboru gazu itd.), przyczyny odmowy oraz stosowne obliczenia wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (analizę efektywności ekonomicznej). W 509 przypadkach odmowy przyłączenia spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, w 385 przypadkach odmowa spowodowana była brakiem warunków technicznych przyłączenia (brak sieci gazowej).

Ponadto monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego realizowane jest w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ww. ustawy dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

W 2013 r. do OT Poznań wpłynęły dwa wnioski o rozstrzygnięcie sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Jednocześnie w 2013 r. wydano dwie decyzje w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej.

W 2014 r. wpłynął wniosek o rozstrzygnięcie sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Jednocześnie w 2014 r. wydano trzy decyzje w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej.

W zakresie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych w omawianym okresie w OT Poznań:

- pięć skarg dotyczyło odmowy przyłączenia do sieci,
- dwie skargi dotyczyły jakości dostarczanego paliwa gazowego.

Głównym narzędziem monitorowania przez **OT Lublin** odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci gazowej jest analiza przesyłanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych informacji o odmowach zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej oraz rozstrzyganie spraw spornych (na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) dotyczących odmowy zawarcia tej umowy. Dodatkowo monitoring ten jest prowadzony w ramach rozpatrywania skarg odbiorców na działania przedsiębiorstw energetycznych. Analiza rozstrzyganych w OT Lublin sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej wskazuje, że główną przyczyną odmów przyłączenia do sieci gazowej jest brak ekonomicznych warunków przyłączenia. Prowadzone w tym zakresie postępowania administracyjne potwierdzały ustalenia operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie ich braku. Analiza zgłoszonych do Prezesa URE odmów przyłączenia do sieci gazowej wskazuje, że największa ich liczba dotyczy odbiorców z terenu woj. podlaskiego. Powyższe jest spowodowane słabym rozwojem dystrybucyjnej sieci gazowej na tym terenie, co z kolei jest związane z niedostateczną przepustowością sieci przesyłowej należącej do operatora systemu przesyłowego. Należy również wskazać, że pomimo, że zasadniczą część przedmiotowych odmów przyłączenia do sieci gazowej dotyczy braku warunków ekonomicznych, z przedstawionych przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. informacji wynika, że przedsiębiorstwo to nie zawiera umów o przyłączenie do sieci gazowej na podstawie art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne („komercyjne” stawki opłat za przyłączenie do sieci gazowej).

W okresie sprawozdawczym w OT Lublin rozpatrywano spór dotyczący odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej obiektu, do którego dostarczanie paliw gazowych miałoby odbywać się na zasadach przerywanych. Przeprowadzona w trakcie postępowania analiza stanu faktycznego i prawnego wykazała, że na Polskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o. nie ciążył obowiązek przyłączenia ww. obiektu do sieci gazowej z powodu braku warunków technicznych przyłączenia do sieci i odbioru. Należy przy tym wskazać, że wnioskowany do przyłączenia do sieci gazowej obiekt, w myśl przepisów szczególnych – rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego¹¹⁾, jako obiekt związany z edukacją nie mógł być objęty przerywanymi dostawami paliwa gazowego, zaś świadczenie usługi dystrybucji paliwa gazowego na ogólnych zasadach z powodów technicznych (brak przepustowości gazociągu zasilającego) nie było możliwe. W związku z powyższym, w wyniku prowadzonego postępowania administracyjnego ustalono, że w przedmiotowej sprawie nie istnieją techniczne warunki przyłączenia i odbioru paliwa gazowego, o których mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

¹¹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

Monitoring odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci gazowej w **OT Łódź** pozwala na stwierdzenie, że zapotrzebowanie na rozbudowę sieci gazowej na potrzeby przyłączania nowych odbiorców systematycznie wzrasta, szczególnie w rejonach podmiejskich. Wraz z rozwojem budownictwa indywidualnego pojawia się konieczność dostosowania infrastruktury energetycznej do zapotrzebowania odbiorców. Coraz bardziej restrykcyjne wymogi dotyczące ochrony środowiska skłaniają inwestorów do występowania o wydanie warunków przyłączenia do sieci gazowej. Analiza odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci gazowej pozwala jednak na stwierdzenie, że odbiorcy występują o wydanie warunków przyłączenia i nie podejmują żadnych działań mających na celu realizację tych warunków. Często także o wydanie warunków przyłączenia do sieci gazowej występują indywidualni odbiorcy, którzy uzyskali pozwolenie na budowę w atrakcyjnych pod względem turystycznym miejscowościach. W takich przypadkach rozbudowa sieci gazowej jest nieopłacalna ze względów ekonomicznych.

W 2014 r. do OT Łódź wpłynęło 527 informacji od przedsiębiorstw gazowniczych o odmowie wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej.

W tym samym okresie prowadzono piętnaście postępowań na wniosek odbiorców o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy przyłączenia do sieci gazowej. W sześciu przypadkach, w toku prowadzonych postępowań, przedsiębiorstwa gazownicze dokonały ponownej analizy przedłożonych wniosków i wydały odbiorcom warunki przyłączenia do sieci gazowej. Uwzględniając powyższe prowadzone postępowania zostały umorzone. W dziewięciu sprawach nie stwierdzono nieuzasadnionej odmowy przyłączenia do sieci gazowej. Oznacza to, że koszty przyłączenia odbiorców do sieci ponoszone przez przedsiębiorstwa gazownicze nie zostałyby pokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży paliwa gazowego w okresie 20-letnim. W tych sprawach orzeczono, że na przedsiębiorstwie gazowniczym nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej nieruchomości odbiorcy.

OT Wrocław odnotował w okresie 2013–2014 znaczną liczbę odmów przyłączeń obiektów do sieci gazowej sięgającą 1 200 przypadków, co wiąże się ze świadomym wyborem takiego źródła zasilania przez odbiorców, przy czym zdecydowana większość spraw wiązała się z niekorzystnymi analizami ekonomicznymi, wskazującymi na brak opłacalności proponowanych inwestycji. Prowadzone w poprzednich latach ustalenia z operatorami systemu gazowego pozwoliły na wypracowanie pogłębionego uzasadnienia odmów na podstawie szczegółowych analiz techniczno-ekonomicznych, zawierających racjonalne uzasadnienia, które ograniczyły do minimum przeniesienie spraw na płaszczyznę rozstrzygnięć spornych. W jedynym przypadku postępowania spornego rozstrzygniętego negatywnie na rzecz potencjalnego odbiorcy ewidentnie wykazano, że publicznoprawny obowiązek, o którym mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, nie jest obowiązkiem bezwzględnym, lecz realizuje się dopiero z chwilą zaistnienia przesłanek, o których mowa w tym przepisie, a więc tylko wówczas, gdy istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania gazu, a żądający zawarcia takiej umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i obrotu.

W okresie 2013–2014 w **OT Katowice** odnotowano 222 powiadomienia o odmowie przyłączenia obiektów do sieci gazowej ze wskazaniem na brak warunków ekonomicznych lub technicznych. Wobec rosnącej w stosunku do lat ubiegłych liczby powiadomień o odmowie przyłączenia obiektów do sieci gazowej w siedzibie OT Katowice odbyło się spotkanie z przedstawicielami Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddziału w Zabrze i Oddziału w Tarnowie dotyczące postępowania przedsiębiorstwa energetycznego w przedmiotowym zakresie. Na spotkaniu przypomniano, że Prezes URE wydał Stanowisko nr 2/2010 z 24 marca 2010 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 1 i art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), w którym określono jednolite zasady i kryteria oceny ekonomicznej przyłączania podmiotów do sieci i które powinny być stosowane przez przedsiębiorstwa energetyczne. Poinformowano przedstawicieli PSG Sp. z o.o., że ww. stanowisko jest nadal wiążące i aktualne, a w razie rozstrzygnięcia spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne OT Katowice będzie się kierował przedstawionymi tam kryteriami oceny. W trakcie spotkania przypomniano również o obowiązkach przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie terminów wydawania warunków przyłączenia.

W omawianym okresie OT Katowice rozpatrywał dwanaście spraw spornych (trzy w 2013 r. i dziewięć w 2014 r.) w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. W jedenastu z tych spraw wydano decyzje umarzające postępowanie administracyjne, gdyż strony wyraziły wolę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej w drodze porozumienia. W jednej ze spraw, na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, zawieszono postępowanie. Powyższe jest w dużej mierze wynikiem starań mediacyjnych OT Katowice.

Ponadto monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji odbywało się również w trakcie rozpatrywania skarg i innych wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wśród kilkudziesięciu wystąpień poruszających różnorodną problematykę gazową wyodrębniono w OT Katowice i objęto stosownym monitoringiem sześć przypadków (po trzy w latach 2013–2014) w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej.

W omawianym okresie OT Katowice nie stwierdził naruszeń, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 4, 15, 18 i 24 ustawy – Prawo energetyczne, determinujących wymierzenie przez Prezesa URE kar pieniężnych.

W latach 2013–2014 do **OT Kraków** wpłynęły 1 292 powiadomienia o odmowie przyłączenia do sieci, z tego 287 odmów miało miejsce w 2013 r., a 1 005 w 2014 r. Ponad 65% odmów związanych było z brakiem warunków ekonomicznych przyłączenia, pozostałe – z brakiem warunków technicznych przyłączenia. W okresie tym wydano jedną decyzję z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, negatywną dla podmiotu przyłączanego (moc przyłączeniowa obiektu, któremu odmówiono przyłączenia wynosiła 34 kW).

W zakresie skarg lub wniosków rozpatrywanych w omawianym okresie w OT Kraków, osiem dotyczyło przyłączeń do sieci gazowej, jedna – parametrów dostarczanego gazu.

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

Należy wskazać, że przez awarię rozumie się zdarzenie powodujące utratę technicznej sprawności sieci dystrybucyjnej lub przyłączonych do niej sieci, instalacji, urządzeń, lub bezpośrednio zagrożenie dla życia zdrowia, mienia, środowiska, lub nagłą konieczność przeciwdziałania powstaniu takich zagrożeń lub ich uniknięcia oraz usunięcia skutków spowodowanych ich wystąpieniem powodująca ograniczenia w dostarczaniu, przesyłaniu lub odbiorze paliwa gazowego.

Zamierzenia inwestycyjne i modernizacyjne mające na celu uzyskanie właściwego poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego oraz zapewnienia standardów jakościowych dostaw realizowane są w oparciu o uzgodnione z Prezesem URE plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

Monitoring realizacji zadań objętych planem rozwoju dokonywany jest na bieżąco poprzez działania regulacyjne, podejmowane przez poszczególne OT URE i obejmujące:

- postępowania wyjaśniające na skutek skarg i wniosków odbiorców,
- postępowania prowadzone w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące odmów przyłączenia do sieci gazowej.

Także w trakcie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf dla paliw gazowych na bieżąco jest prowadzony monitoring zakresu wykonanych i planowanych remontów sieci.

Zauważyć należy, że przedsiębiorstwa energetyczne, co do zasady systematycznie prowadzą oględziny i przeglądy sieci, a na ich podstawie dokonują oceny stanu technicznego i planują zadania w zakresie naprawy (w tym remontów) poszczególnych elementów systemu dystrybucyjnego.

Na obszarze działania **OT Szczecin** działalność prowadzi czterech operatorów systemu gazowniczego. Większość stanów awaryjnych wywołanych zostało przez działanie podmiotów trzecich wykonujących prace budowlane oraz awarie urządzeń na sieciach gazowych, mniejszą część stanowią awarie na stacjach redukcyjnych. Stany awaryjne odnotowane przez operatorów sieci dystrybucyjnych w latach 2013–2014 nie powodowały braku dostaw lub ograniczeń dostaw paliwa gazowego dla operatorów współpracujących

W 2013 r. w woj. zachodniopomorskim odnotowano ogółem 125 awarii, z czego jedną na sieciach wysokiego ciśnienia, 85 na sieciach średniego ciśnienia, 33 na sieciach niskiego ciśnienia oraz sześć awarii na stacjach redukcyjno-pomiarowych. Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 519. Nie było przypadku awarii pozbawiającej dostaw paliwa gazowego całej miejscowości. Czas braku dostaw wyniósł ok. 120 godz.

W tym samym roku w woj. lubuskim odnotowano ogółem 88 awarii, z czego 64 na sieciach średniego ciśnienia, 19 na sieciach niskiego ciśnienia oraz pięć awarii na stacjach redukcyjno-pomiarowych. Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 638. Nie było przypadku awarii pozbawiającej dostaw paliwa gazowego całej miejscowości. Czas braku dostaw wyniósł ok. 820 godz.

W 2014 r. w woj. zachodniopomorskim odnotowano ogółem 136 awarii, z czego 102 na sieciach średniego ciśnienia, 32 na sieciach niskiego ciśnienia oraz dwie awarie na stacjach redukcyjno-pomiarowych. Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 1 798. Nie było przypadku awarii pozbawiającej dostaw paliwa gazowego całej miejscowości. Czas braku dostaw wyniósł ok. 141 godz.

W tym samym roku w woj. lubuskim odnotowano ogółem 96 awarii, z czego 77 na sieciach średniego ciśnienia, 17 na sieciach niskiego ciśnienia oraz dwie awarie na stacjach redukcyjno-pomiarowych. Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 992. Nie było przypadku awarii pozbawiającej dostaw paliwa gazowego całej miejscowości. Czas braku dostaw wyniósł ok. 427 godz.

W latach 2013–2014 na obszarze działania **OT Gdańsk** przeprowadzono monitoring wobec czterech największych (pod względem obszaru prowadzonej działalności) operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD), tj. Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, DUON Dystrybucja S.A. z siedzibą w Przeźmierowie, G.EN Gaz Energia Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie Podgórnym oraz AMBER GAZ Sp. z o.o. z siedzibą w Koszalinie.

AMBER GAZ Sp. z o.o., eksploatująca sieć gazową na terenie Łeby, w okresie sprawozdawczym nie przeprowadzała planowanych napraw sieci gazowej, natomiast w okresie tym doszło do czterech awarii spowodowanych przez firmy wykonujące prace ziemne związane z inną infrastrukturą techniczną. Najdłuższa przerwa w dostawach gazu w obszarze działania tej spółki trwała 53 min., najkrótsza 15 min.

Z kolei G.EN Gaz Energia Sp. z o.o. poinformowała, że na terenie swojej działalności tj. na obszarze woj. pomorskiego doszło w okresie sprawozdawczym do 37 awarii (z czego 27 to awarie mechaniczne, spowodowane przez osoby trzecie, pozostałe natomiast związane były z pęknięciem rurociągu lub rozszczelnieniem połączeń) oraz do ośmiu planowanych przerw (spowodowane zmianą trasy odcinka gazociągu, wymianą zasuw, nieszczelnością armatury). Najdłuższa przerwa trwała 7 godz., najkrótsza 1 godz. Obszary, gdzie najczęściej występowały awarie lub przerwy w dostawie gazu, to Krokowa, Władysławowo, Puck, Miastko i Luzino.

DUON Dystrybucja S.A. prowadzący działalność na terenie miejscowości Gołdap (woj. warmińsko-mazurskie) oraz miejscowości Czarne Dolne (woj. pomorskie) poinformował, że w okresie 2013–2014 doszło do dwóch przerw w dostawie gazu – jednej planowanej związanej z rozbudową instalacji LNG do jednego odbiorcy (czas trwania przerwy: 4 godz.) i drugiej jako przerwa transmisji telemetrycznej spowodowane przez usterkę stacji nadawczo-odbiorczej operatora telefonii komórkowej (odnotowane zakłócenie nie miało wpływu na zaopatrzenie odbiorców w paliwo gazowe).

Największym Dystrybutorem na terenie działania OT Gdańsk jest Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG). Z informacji uzyskanych od PSG wynika, że w okresie 2013–2014 doszło do 256 awarii (z czego 153 na terenie woj. pomorskiego i 103 na terenie woj. warmińsko-mazurskiego).

Jak wynika z wyjaśnień PSG, 216 z zaistniałych awarii było spowodowane przez osoby trzecie (głównie podczas wykonywania robót zmiennych), natomiast w 40 przypadkach do awarii doszło w skutek niezadowolającego stanu technicznego eksploatowanej infrastruktury.

Najkrócej trwająca awaria w okresie sprawozdawczym miała miejsce w Gdyni 12 sierpnia 2014 r. i trwała 50 min., a polegała na nieprawidłowej pracy stacji gazowej średniego ciśnienia. Żaden odbiorca nie został w tym czasie pozbawiony dostaw gazu. Do najdłuższej trwającej awarii doszło 21 maja 2013 r. o godz. 14:55 w Gdańsku przy ul. Źródlanej. Awarię doraźnie zabezpieczono o godz. 15:10, natomiast całkowicie została usunięta 28 maja 2013 r. o godz. 14:00. Do awarii doszło z powodu mechanicznego uszkodzenia przyłącza niskiego ciśnienia, naprawy dokonano poprzez wymianę odcinka przyłącza o długości 8 m. Żaden odbiorca nie został pozbawiony dostaw gazu.

Największa awaria w zakresie liczby wyłączonych odbiorców miała miejsce 18 lutego 2014 r. w miejscowości Dywity. W jej wyniku została wstrzymana dostawa gazu do 703 odbiorców na okres 7 godz.

Ponadto PSG wskazała, że w okresie 2013–2014 doszło do 2 572 przypadków nieszczelności (z czego 1 276 miało miejsce w woj. pomorskim, a 1 296 na terenie woj. warmińsko-mazurskiego). Przyczynami nieszczelności były głównie rozszczelnienia połączeń gwintowych kurka głównego na przyłączach (1 553 zdarzenia) oraz korozja rurociągu (645 zdarzenia).

W latach 2013–2014 na terenie działania **OT Poznań** nie wystąpiły awarie sieci gazowej, które wymagałyby podjęcia przez Prezesa URE działań w tym zakresie. Nie odnotowano także skarg dotyczących stanu technicznego sieci gazowej.

W okresie sprawozdawczym w **OT Lublin** nie odnotowano zgłoszeń dotyczących przypadków nieprawidłowego funkcjonowania gazowej sieci dystrybucyjnej, w tym w szczególności przypadków awarii

tej sieci. Skargi składane przez odbiorców również nie dotyczyły parametrów technicznych dostarczanego paliwa gazowego lub nieutrzymywania w należytym stanie technicznym urządzeń sieci i instalacji. Pośrednio monitorowanie w tym zakresie w stosunku do przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją paliw gazowych, o których mowa w art. 16 ust. 13 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, dokonywane było w procesie zatwierdzania taryf na dystrybucję paliw gazowych, poprzez analizę planowanych i wykonanych zamierzeń inwestycyjnych w zakresie remontów i modernizacji sieci oraz monitorowanie sporządzanych przez te przedsiębiorstwa planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ust. 1 tej ustawy.

W latach 2013–2014 do **OT Łódź** nie wpłynęły żadne skargi dotyczące stanu technicznego sieci gazowej i konieczności podjęcia prac naprawczych tych sieci.

W **OT Wrocław** w latach 2013–2014 nie odnotowano katastrofalnych zjawisk atmosferycznych lub innych sytuacji awaryjnych, wymagających interwencji Prezesa URE, jak również nie odnotowano skarg dotyczących stanu technicznego sieci gazowej i konieczności podjęcia prac naprawczych tych sieci. W toku postępowań taryfowych dla paliw gazowych w OT Wrocław weryfikowane jest wykorzystanie zaplanowanych kosztów napraw i remontów sieci w przedsiębiorstwach gazowniczych z punktu widzenia niezawodności sieci.

W analizowanym okresie w **OT Katowice** nie odnotowano wystąpień dotyczących napraw sieci gazowej, czy awarii na sieciach, które prowadziłyby do objęcia danego przypadku przez OT Katowice indywidualnym postępowaniem wyjaśniającym. Każdorazowo przedsiębiorstwa energetyczne podejmowały działania w celu wyeliminowania powstałych utrudnień w zaopatrzeniu w paliwo gazowe. Pełne dane w zakresie wszystkich awarii i zakłóceń w dostawie gazu oraz działań podjętych przez OSD, są u nich dostępne.

W wyniku prowadzonego monitoringu przez OT Katowice nie stwierdzono funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych rażąco naruszających przepisy prawa, czy też warunków udzielonych koncesji, które skutkowałyby koniecznością podjęcia stosownych kroków przewidzianych ustawą, w szczególności w omawianym okresie nie odnotowano, aby przedsiębiorstwo energetyczne nie utrzymywało w należytym stanie technicznym infrastruktury gazowej (art. 56 ust. 1 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne), stąd też nie prowadzono postępowań administracyjnych w sprawach o ukaranie przedsiębiorstw energetycznych z tego tytułu.

W ramach zatwierdzania taryf dla paliw gazowych przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w **OT Kraków** badane są koszty napraw i remontu Operatorów Systemu Gazowego, ujęte w kosztach stałych do kalkulacji stawek dystrybucyjnych. Należy stwierdzić, że naprawy prowadzone są na bieżąco, zgodnie z przedstawionymi planami remontów.

Nie otrzymano natomiast żadnych skarg odbiorców paliwa gazowego, których przedmiot dotyczyłby stanu technicznego sieci gazowej i innej infrastruktury gazowniczej.

3.4. 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, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych

3.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego

Zgodnie z przepisami rozporządzenia 715/2009, OSP jest zobowiązany podawać do publicznej wiadomości:

- szczegółowy i wszechstronny opis różnych oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków i opłat za te usługi, wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom sieci do uzyskania skutecznego dostępu do sieci,
- informacje o różnych rodzajach umów przesyłowych dostępnych w odniesieniu do tych usług oraz, w stosownych przypadkach, kodeks sieci lub standardowe warunki określające prawa i obowiązki

- wszystkich użytkowników sieci, w tym zharmonizowane umowy przesyłowe oraz inne odpowiednie dokumenty,
- szczegółowy opis systemu gazowego zarządzanego przez OSP wskazujący wszystkie właściwe punkty łączące jego system z systemem przesyłowym innego OSP lub z infrastrukturą gazową, taką jak infrastruktura skroplonego gazu ziemnego (LNG), oraz infrastrukturą niezbędną do świadczenia usług pomocniczych określonych w art. 2 pkt 14 dyrektywy 2009/73/WE,
 - informacje dotyczące technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów, w tym dla punktów wejścia i wyjścia, w sposób regularny i z zachowaniem ciągłości, w przyjaznej dla użytkownika i znormalizowanej formie,
 - informacje dotyczące dostępnej zdolności na okres obejmujący przynajmniej 18 następnych miesięcy (OSP uaktualniają te informacje przynajmniej co miesiąc lub częściej, w miarę otrzymywania nowych informacji),
 - uaktualnienia dotyczące dostępności krótkoterminowych usług (z wyprzedzeniem jednodniowym i tygodniowym) oparte m.in. na nominacjach, aktualnych zobowiązaniach wynikających z zawartych umów oraz regularnych, długoterminowych przewidywaniach dotyczących dostępnej zdolności w ujęciu rocznym, dla dziesięcioletniego okresu, dla wszystkich właściwych punktów,
 - wskaźniki maksymalnego i minimalnego miesięcznego wykorzystania zdolności, jak również średni roczny przepływ we wszystkich właściwych punktach za okres ostatnich trzech lat,
 - zharmonizowane procedury stosowane przy korzystaniu z systemu przesyłowego wraz z definicjami najważniejszych warunków,
 - planowane i nieplanowane przerwy w usługach ciągłych,
 - przepisy dotyczące alokacji zdolności, zarządzania ograniczeniami i procedur zapobiegania akumulacji rezerw zdolności oraz procedur dotyczących jej ponownego wykorzystania,
 - zasady mające zastosowanie w stosunku do OSP w handlu zdolnością na rynku wtórnym,
 - poziomy elastyczności i tolerancji stosowane w usługach przesyłowych i innych usługach bez oddzielnych opłat, jak również oferowana dodatkowo elastyczność i związane z nią opłaty,
 - informacje o jakości gazu i wymogach dotyczących ciśnienia,
 - zasady mające zastosowanie przy przyłączaniu do systemu zarządzanego przez OSP,
 - dane dotyczące ilości gazu w systemie przesyłowym na rozpoczęcie każdego dnia gazowego oraz prognozowanej ilości gazu w systemie przesyłowym na zakończenie każdego dnia gazowego,
 - informacje o działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu, a także o poniesionych w związku z tym kosztach i wygenerowanych dochodach,
 - przyjazne dla użytkownika instrumenty umożliwiające kalkulację taryf za dostępne usługi,
 - wszelkie, podawane na czas, informacje dotyczące proponowanych lub faktycznych zmian w usługach lub warunkach, w tym zmian elementów wymienionych powyżej.

Przedstawione powyżej wymogi są wypełniane przez OSP. Większość szczegółowych informacji jest zawarta w publikowanej przez operatora IRIESP. Dane liczbowe w zakresie funkcjonowania krajowego systemu przesyłowego (KSP), jak i funkcjonowania Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT), OSP prezentuje na swojej stronie internetowej, zarówno w polskiej, jak i w angielskiej wersji językowej. Informacje te są na bieżąco aktualizowane. Od 1 października 2013 r. OSP zobowiązany jest również do publikowania określonych w rozporządzeniu 715/2009 informacji na platformie ustanowionej przez ENTSO-G. W związku z przeprowadzonym w 2014 r. przez Prezesa URE monitoringiem w zakresie publikowanych na ww. platformie informacji, OGP Gaz-System S.A. uzupełnił brakujące dotychczas dane.

3.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych

OSD są odpowiedzialni za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym oraz dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej. Korzystanie z sieci dystrybucyjnej odbywa się w oparciu o zasady zawarte w IRIESD. OSD mają ustawowy obowiązek zamieszczenia na swoich stronach internetowych obowiązujących IRIESD oraz udostępnienia ich do publicznego wglądu w swoich siedzibach. Dodatkowo każdorazowo w formie komunikatu OSD informują użytkowników systemu o rozpoczęciu procedury konsultacji zmian IRIESD poprzez publiczny dostęp do tego projektu i możliwość zgłaszania do niego uwag.

Ponadto OSD są również odpowiedzialni za umożliwienie realizacji umów sprzedaży gazu ziemnego zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

- wzorów wniosków dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej,
- wzorów wniosków dla podmiotów ubiegających się o świadczenie usług dystrybucji.

OSD publikuje na swojej stronie internetowej informacje z zakresu procedury zmiany sprzedawcy paliwa gazowego oraz wniosków PZD o zmianę sprzedawcy gazu. Ponadto OSD umieszcza i na bieżąco aktualizowaną listę podmiotów, z którymi posiada zawarte umowy o świadczenie usługi dystrybucji paliwa gazowego.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi OSD zobowiązany jest do publikacji na swoich stronach internetowych dla każdego miesiąca, najpóźniej do godz. 11:00 trzeciego dnia następnego miesiąca, średniej ważonej wartości ciepła spalania paliw gazowych w ustalonym przez OSD obszarze rozliczeniowym ciepła spalania (ORCS). Dodatkowo zgodnie z powyższym rozporządzeniem OSD jest zobligowany do zamieszczania na swojej stronie internetowej średnioważonej ceny zakupu paliwa gazowego (tzw. CRG) w miesiącu poprzedzającym miesiąc, w którym cena ta będzie miała zastosowanie. Ww. obowiązki były realizowane przez Polską Spółkę Gazownictwa S.A. w 2014 r.

3.5. Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, a w szczególności obejmujących nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe, jest Minister Gospodarki. Niemniej, uwzględniając kompetencje Prezesa URE w zakresie regulacji rynku paliw gazowych, bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego rozumiane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych cenach, jest obszarem bezpieczeństwa energetycznego monitorowanym przez Prezesa URE za pomocą przydzielonych mu narzędzi.

3.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

Prowadzone w latach 2013–2014 monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się do poniżej przedstawionych działań ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących:

- **taryf**

Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowego oraz instalacji skroplonego gazu ziemnego) niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy, wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizacje tego majątku decydują o jego stanie fizycznym, czyli bezpieczeństwie operacyjnym. Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. wskazują, że zatwierdzone taryfy zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstw, tym samym możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych;

- **zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowanych przez operatorów**

Stosownie do postanowień art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych obowiązani są do opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, a zgodnie z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Opracowane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci spełniających kryterium ujmowania ich w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 (por. art. 58 ust. 2 ustawy o zapasach w zw. z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograni-

czeń w poborze gazu ziemnego¹²⁾). Tworzenie planów ograniczeń, a następnie ewentualne wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, ma ułatwić zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w przypadkach: zagrożenia bezpieczeństwa państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci, zagrożenia bezpieczeństwa osób, zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych oraz konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych (por. art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach);

- **przeprowadzenia badania ankietowego przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach**

W latach 2013–2014 Prezes URE przeprowadził badania ankietowe w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, tj. procedur mających zastosowanie w przypadku: wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców.

W 2013 r. badaniem objęto 39 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą wg stanu na 30 września 2013 r., natomiast w 2014 r. badanie przeprowadzono wśród 45 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą wg stanu na 30 września 2014 r.

W kontekście oceny bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego zwrócić należy uwagę na obowiązek posiadania procedur, o których mowa w art. 49 ustawy o zapasach, nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego. Jak wskazuje art. 49 ust. 4 ustawy o zapasach procedury takie powinny określać w szczególności sposób uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków oraz zmniejszania poboru gazu ziemnego przez odbiorców, zgodnie z umowami z nimi zawartymi, niebędącymi ograniczeniami, o których mowa w art. 56 ust. 1 tejże ustawy. Przedmiotowe procedury postępowania, po ich uzgodnieniu z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację, w tym odpowiednio z operatorami innych systemów gazowych lub odbiorcami, są przekazywane niezwłocznie operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemu połączonego gazowego.

Z informacji uzyskanych od ankietowanych przedsiębiorstw energetycznych wynika, że nie wszystkie przedsiębiorstwa opracowały takie procedury (por. uwagi zawarte w części III niniejszego raportu w zakresie propozycji zmian przepisów prawa w odniesieniu do paliw gazowych);

- **agregowania informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 4 oraz art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach**

Zgodnie z art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach w przypadku stwierdzenia, że parametry techniczne instalacji magazynowych nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni.

Natomiast zgodnie z art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego niezwłocznie informuje ministra właściwego do spraw gospodarki i Prezesa URE o terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Informacje te są przekazywane codziennie, do godziny 10:00, i dotyczą poprzedniej doby;

- **uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych**

Uzgadnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala na monitorowanie przedsięwzięć niezbędnych do utrzymywania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych. W wyniku uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstwa infrastrukturalne realizują zadania inwestycyjne i remontowe w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców;

- **monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi**

W 2014 r. zrealizowano również zadania w zakresie zarządzania przesyłaniem gazu ziemnego polegające w szczególności na identyfikacji skali i miejsc występowania ograniczeń systemowych, a także na określeniu przyczyn ich występowania oraz sposobie zapobiegania. Ograniczenia systemowe mogą wystąpić w systemie gazowym m.in. w związku z: występowaniem tzw. wąskich gardeł, w tym ograniczoną przepustowością sieci; koniecznością utrzymywania minimalnych ciśnień w punktach wyjścia

¹²⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

z systemu oraz stabilnych parametrów jakościowych paliwa gazowego; prowadzeniem prac w systemie, w tym remontowo-modernizacyjnych oraz wystąpieniem sytuacji awaryjnych. Należy wskazać, że w 2014 r. Gaz-System S.A. odnotował 48 awarii powodujących przerwy i ograniczenia w dostawie gazu przez 2 190 min. do czterech podmiotów. Średni czas przerw w dostawie paliwa podczas awarii wynosił 547,5 min./odb., ilość niedostarczonego paliwa do odbiorców wynosiła 0,0035 mln m³. Operator wykonał 77 prac planowanych o łącznym czasie przerw i ograniczeń wynoszącym 748 650 min. i średnim czasie przerw podczas prowadzonych prac planowanych wynoszącym 9 722 min./odb. W odniesieniu do 2013 r. Gaz-System S.A. znacząco zredukował czas przerw i ograniczeń w dostawie gazu wynikający z awarii z 14 285 min. do 2 190 min. pomimo, że liczba awarii w stosunku do zeszłego roku wzrosła (o dwie awarie). Ponadto w stosunku do 2013 r. znacząco uległa zmniejszeniu ilość niedostarczonego podczas awarii paliwa z 0,149 mln m³ do 0,035 mln m³. W odniesieniu do 2013 r. zredukowana została liczba prac planowanych z 139 do 77, a także zmniejszeniu uległ czas trwania przerw i ograniczeń w dostawie gazu do odbiorców spowodowanych pracami planowanymi o 379 078 min. Remedium na powyższe są kontynuowane prace inwestycyjne w nowe gazociągi oraz modernizacja ważniejszych, istniejących obiektów systemu przesyłowego m.in. takich jak: dokończenie budowy układu realizowanego w ramach inwestycji strategicznych w zakresie terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, zakończenie budowy gazociągu Polkowiec-Żary dla przesyłania gazu zaazotowanego oraz budowa tłoczni w węźle Rembelszczyzna w obszarze pierścienia warszawskiego. Jednakże należy mieć na uwadze fakt, że likwidacja ograniczeń systemowych jest działaniem długoterminowym i prowadzone w 2014 r. prace nie zmieniły zasadniczo obszarów występowania ograniczeń systemowych;

- **monitorowania warunków przyłączenia do sieci oraz ich realizacji**

Prezes URE monitorował warunki przyłączania podmiotów do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej za lata 2013–2014. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji w oddziałach terenowych następuje m.in. w trakcie prowadzenia postępowań wyjaśniających związanych ze skargami odbiorców i podmiotów przyłączanych do sieci oraz w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Operator systemu przesyłowego zrealizował w 2013 r. dziesięć przyłączeń i siedemnaście przyłączeń w 2014 r., natomiast liczba wniosków o przyłączenie do sieci przesyłowej rozpatrzonych odmownie wyniosła w 2013 r. dziewiętnaście, a w 2014 r. jeden. Odmienne sytuacja kształtuje się w przypadku sieci dystrybucyjnej, gdzie liczba wniosków o przyłączenie rozpatrzonych odmownie była znacznie wyższa i wyniosła w 2013 r. 6 296 i 5 916 w 2014 r., jednakże związane jest to ze znacznie większą siecią gazową oraz liczbą potencjalnych odbiorców. Przyczyną udzielenia odmów wskazywaną przez operatorów był w szczególności brak warunków technicznych, w tym brak przepustowości na istniejącej sieci gazowej, znaczna odległość od sieci gazowej lub brak gazociągu bazowego, brak zgód na wejście na teren, na którym miałyby być realizowana inwestycja, a także brak warunków ekonomicznych.

3.5.2. Plany rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa. Zgodnie ze wskazanym przepisem plany te winny uwzględniać:

- a) miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego – w przypadku dystrybucji paliw gazowych,
- b) ustalenia koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju lub ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województw, albo w przypadku braku takiego planu, strategię rozwoju województwa – w przypadku przesyłania paliw gazowych,
- c) politykę energetyczną państwa,
- d) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, o którym mowa w art. 8 ust. 3 rozporządzenia 715/2009 – w przypadku przesyłania paliw gazowych.

Omawiane plany – zgodnie z art. 16 ust. 7 ww. ustawy – obejmują również w szczególności:

- a) przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych,
- b) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł paliw gazowych,
- c) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi innych państw,

- d) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu,
- e) przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- f) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów,
- g) planowany harmonogram realizacji inwestycji.

Ponadto plany te – zgodnie z art. 16 ust. 10 ww. ustawy – powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat za dostarczanie paliw gazowych, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania.

Operator systemu przesyłowego gazowego – zgodnie z art. 16 ust. 9 ww. ustawy – określając w planie rozwoju poziom połączeń międzysystemowych gazowych, winien wziąć w szczególności pod uwagę:

- a) krajowe, regionalne i europejskie cele w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projekty stanowiące element osi projektów priorytetowych określonych w załączniku VII do rozporządzenia 347/2013,
- b) istniejące połączenia międzysystemowe gazowe oraz ich wykorzystanie w sposób najbardziej efektywny,
- c) zachowanie właściwych proporcji między kosztami budowy nowych połączeń międzysystemowych gazowych, a korzyściami wynikającymi z ich budowy dla odbiorców końcowych.

W planie rozwoju – zgodnie z art. 16 ust. 11 ww. ustawy – uwzględnia się także zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie przesyłowym lub dystrybucyjnym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci.

Natomiast uzgadnianie projektów planów rozwoju jest realizowane na mocy postanowień art. 16 ust. 13 wskazanej ustawy i ma na celu zapewnienie zgodności projektów planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy. Plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

3.5.2.1. Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)

W 2014 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowany przez OGP Gaz-System S.A. na lata 2014–2023, przy czym poziom nakładów został uzgodniony tylko na lata 2014–2018.

Zgodnie z założeniami *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* w planie rozwoju OGP Gaz-System S.A. podstawową kwestią jest zapewnienie odpowiednich warunków do dywersyfikacji dostaw i poprawy ich bezpieczeństwa, natomiast sprawa zabezpieczenia popytu jest raczej efektem realizacji działań w obszarze różnicowania kierunków i źródeł dostaw, nie ma więc bezpośrednio pierwszoplanowego znaczenia dla podejmowania decyzji inwestycyjnych. Analizowane warianty zapotrzebowania na usługę przesyłową wynikające z popytu krajowego zakładają wzrosty determinowane przede wszystkim rozwojem energetyki opartej na gazie ziemnym.

W ramach poprawy warunków do dywersyfikacji dostaw gazu w 2014 r. wybudowano rewers fizyczny w Mallnow, który zapewnia faktyczny dostęp do źródeł gazu pochodzącego z różnych kierunków. Kolejnymi inwestycjami poprawiającymi strukturę dostaw są planowane połączenia Polska-Czechy, Polska-Słowacja oraz rozbudowa połączenia Polska-Niemcy w Lasowie.

Istotnym celem omawianego projektu jest również planowanie systemu gazowego w sposób pozwalający na zabezpieczenie prawidłowych dostaw w warunkach szczytowego zapotrzebowania na paliwo gazowe. W ramach powyższego zidentyfikowano obszary o ograniczonych zdolnościach przesyłowych i zagrożone ograniczeniami zdolności przesyłowych, na których OGP Gaz-System S.A. kontynuował w 2014 r. działania ukierunkowane na poprawę sytuacji w tych miejscach. Do obszarów tych zaliczają się: obszar Pierścienia Warszawskiego, obszar gazociągu Mory-Meszcze, obszar Białegostoku, obszar aglomeracji łódzkiej, obszar gazociągu Gustorzyn-Gdynia i obszar Śląska.

Stopień wykorzystania przepustowości Pierścienia Warszawskiego przekracza 99%, co oznacza, że brak jest technicznych możliwości przyłączania nowych odbiorców do systemu przesyłowego. W 2012 r. zaistniał poważny problem dostaw gazu do nowych odbiorców zlokalizowanych w okolicach Radomia.

W ramach rozwiązania interwencyjnego, OGP przystąpił do budowy instalacji sprężającej gaz w gazociągu dystrybucyjnym Sękocin-Lubienia. Natomiast jako rozwiązanie długoterminowe uzgodniono zmianę kierunku zasilania tego obszaru poprzez budowę przez OGP gazociągu przesyłowego do Kozienic (z kierunku wschodniego) oraz budowę przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. gazociągu wysokiego ciśnienia Kozienice-Radom. Niezależnie od powyższego, OGP opracował studium wykonalności gazociągów Pierścienia Warszawskiego. Poza sprawdzeniem możliwości realizacji inwestycji w terenie, wykonywane zostały działania analityczne, których celem była optymalizacja parametrów technicznych nowego układu, przy uwzględnieniu prognoz zużycia gazu w całym obszarze oraz w sytuacjach nieciągłości dostaw. Przewiduje się przebudowę pierścienia w trzech odcinkach: Rembelszczyzna-Mory, Mory-Wola Karczewska, Rembelszczyzna-Wola Karczewska, przy czym pierwszy odcinek powinien zostać ukończony w perspektywie 2018 r. (przy założeniu jego realizacji w oparciu o Specustawę).

Na gazociągu Mory-Meszczce praktycznie nie istnieją obecnie rezerwy przepustowości. Moce zarezerwowane w ramach zawartych umów przesyłowych i umów o przyłączenie nie pozwalają na rozwój rynku gazu prowadzony w oparciu o ten kierunek zasilania. Częściowo sytuacja ulegnie poprawie, kiedy zostanie zakończony I etap rozbudowy tłoczni gazu w Rembelszczyźnie (po 2015 r.) oraz po zakończeniu budowy gazociągu DN 400 na odcinku Wolbórz-Piotrków Trybunalski. Możliwa będzie wtedy zmiana statusu oferowanych dziś nowych usług na tym gazociągu z „przerywanych” na „ciągłe”. W dalszej perspektywie po wybudowaniu nowego Pierścienia Warszawskiego oraz po dokonaniu zmiany kierunków zasilania obszarów takich jak Łódź, Częstochowa i Swarzyce (obecnie zasilanych z gazociągu Mory-Meszczce) na zasilanie z kierunków docelowo dla tych obszarów przewidzianych, gazociąg ten będzie służył do zasilania odbiorców zlokalizowanych w obszarze jego bezpośredniego oddziaływania.

Obszar Białegostoku zasilany jest obecnie z dwóch kierunków: z kierunku wschodniego przez punkt wejścia do systemu przesyłowego w Tietierowce oraz z kierunku węzła i tłoczni Rembelszczyzna. Zwiększenie przepustowości i przesyłania gazu do Białegostoku z kierunku Tietierowki w ilościach zaoferowanych przez operatora białoruskiego, wymaga zrealizowania tłoczni gazu w m. Bobrowniki. Aktualnie OGP jest w trakcie opracowywania dokumentacji projektowej i uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę. Po uzyskaniu kontraktowego potwierdzenia przez użytkowników systemu zainteresowania zwiększeniem przesyłania gazu przez punkt wejścia w Tietierowce (w ramach procedury alokacji przepustowości) podjęta zostanie decyzja o realizacji zadania. Ponadto, na omawianym obszarze PSG Sp. z o.o. rozpoczął działania zmierzające do realizacji bezpośredniego przyłączenia swojej sieci do systemu gazociągów tranzytowych w Zambrowie. Rozwiązanie takie może zabezpieczyć potrzeby rozwijającego się rynku gazu na obszarze północno-wschodniej Polski.

Aktualnie obszar aglomeracji łódzkiej zasilany jest z trzech kierunków: Gustorzyn, Meszczce i Uniejów. Z uwagi na ograniczenia przepustowości na gazociągu Mory-Meszczce i w samym Pierścieniu Warszawskim, a także ograniczenia po stronie systemu dystrybucyjnego, OGP wspólnie z PSG Sp. z o.o. przeprowadziły prace analityczne, których celem było zidentyfikowanie najbardziej korzystnych rozwiązań zmierzających do zaspokojenia potrzeb rynku na obszarze aglomeracji łódzkiej. W wyniku wykonanych analiz określono zakres działań inwestycyjnych zarówno po stronie OGP, jak i PSG Sp. z o.o. Planowana przez OGP budowa gazociągu Leśniewice-Łódź umożliwi przesyłanie gazu do obszaru aglomeracji łódzkiej w okresie długoterminowym. Aby jednak osiągnąć pełne bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców w tym obszarze, niezbędne jest także wykonanie szeregu działań inwestycyjnych w sieci dystrybucyjnej zasilającej odbiorców gazu w tym rejonie.

Obecne parametry techniczne sieci, którą przesyłany jest gaz w kierunku północnym zapewniają możliwości zaspokojenia potrzeb rynku na obszarze gazociągu Gustorzyn-Gdynia. Niemniej, zawarte umowy o przyłączenie (głównie z odbiorcami gazu z sektora elektroenergetycznego) powodują, że stopień wykorzystania przepustowości układu w perspektywie kilku najbliższych lat może się znacząco zwiększyć. Mając na uwadze zagrożenie wystąpienia w przyszłości sytuacji, w której ze względu na brak wolnej przepustowości nie będzie możliwe przyłączenie nowych odbiorców, OGP prowadzi prace analityczne, których celem jest zabezpieczenie rozwoju rynku gazu w obszarze oddziaływania tego gazociągu.

W przypadku obszaru Śląska, gazociągi w południowej Polsce ze względu na parametry techniczne i sposób ich obciążenia tj. przesyłanie dużych strumieni gazu z kierunku Ukrainy, powodują ograniczenia w odbiorze gazu z kierunku południowego. Jednocześnie stanowi to barierę dla odbiorców południowej i południowo-wschodniej Polski w dostępie do fizycznych dostaw gazu z kierunku UE. Dywersyfikacja kierunków dostaw poprzez budowę połączeń z Czechami i Słowacją nie będzie skuteczna bez rozbudowy układu na obszarze od Śląska do Małopolski. Planowane na tym obszarze inwestycje powiązane są z budową połączeń Polska-Czechy i Polska-Słowacja.

W okresie 2014–2023 OGP planuje wybudowanie ponad 3 tys. km gazociągów oraz szeregu innych obiektów systemowych związanych z infrastrukturą gazociągową, z tego najwięcej zostanie wybudowanych gazociągów o średnicy DN 700, które zlokalizowane będą głównie we wschodniej części Polski. W grupie tej największą inwestycją będzie gazociąg łączący polski i litewski system przesyłowy. Należy zwrócić uwagę, że w odniesieniu do części wschodniej systemu przesyłowego nie są jeszcze w pełni ustabilizowane uwarunkowania rozwoju systemu przesyłowego, co wynika z braku informacji na temat wzrostu zapotrzebowania na gaz, zwłaszcza odbiorców sektora energetyki (w tym np. Energetyka Puławy), a także przyszłego funkcjonowania źródeł zasilania z kierunku Białorusi i Ukrainy. Należy zatem liczyć się z możliwością znacznych modyfikacji w programie modernizacji systemu w tej części Polski dotyczących zakresu rozbudowy, jak i parametrów technicznych gazociągów.

We wskazanym okresie OGP zakłada znaczący przyrost gazociągów o średnicy DN 1000, które stanowią będą elementy przyszłego Korytarza Północ-Południe. Gazociągi te zlokalizowane będą głównie w zachodniej i południowej części Polski. Dzięki takim parametrom możliwe będzie realizowanie dostaw z terminala LNG i innych źródeł na północy kraju do odbiorców położonych na południu i wschodzie Polski, a także do krajów sąsiednich.

W omawianym okresie OGP planuje też m.in. realizację siedmiu projektów budowy i rozbudowy tłoczni systemowych, w wyniku której przewiduje się przyrost mocy zainstalowanej w tłoczniach o ok. 95 MW. Tłocznie te budowane będą w węzłowych punktach systemu i będą umożliwiać dużą elastyczność prowadzenia ruchu i sprężania gazu na różne kierunki. Najważniejsze obiekty to tłocznie Rembelszczyzna, Strachocina, Kędzierzyn i Odolanów. W zależności od scenariuszy ruchu w systemie możliwe będzie wprowadzenie modyfikacji zakładanych parametrów tych obiektów, albo też wybudowanie dodatkowych obiektów, np. w Gustorzynie lub na gazociągu Pogórska Wola-Tworzeń-Tworóg.

Najważniejsze inwestycje przedstawiono poniżej na rys. 23 i w tab. 18.

Rysunek 23. Inwestycje kontynuowane i planowane w perspektywie 2018 r. i 2023 r.



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A.

Tabela 18. Porównanie średnic gazociągów w scenariuszach UW, OR i RW

Inwestycja		Średnica [mm]			Długość [km]
		OR	UW	RW	875
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2014 r.					
1	Świnoujście – Szczecin	800	800	800	80
2	Szczecin – Gdańsk	700	700	700	265
3	Szczecin – Lwówek	700	700	700	186
4	Gustorzyn – Odolanów	700	700	700	168
5	Rembelszczyzna – Gustorzyn	700	700	700	176
6	Węzeł Hermanowice				
7	Węzeł Gustorzyn				
8	Węzeł Rembelszczyzna				
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2018 r.					795
9	Polkowice – Żary	300	300	300	66
10	Lasów – Jeleniów	700	700	700	19
11	Gałów – Kiełczów	500	500	500	54
12	Czeszów – Wierzchowice	1 000	1 000	1 000	13
13	Czeszów – Kiełczów	1 000	1 000	1 000	32
14	Zdzieszowice – Wrocław	1 000	1 000	1 000	130
15	Zdzieszowice – Kędzierzyn	1 000	1 000	1 000	19
16	Polska – Czechy*	1 000	1 000	1 000	60
17	Tworóg – Kędzierzyn	1 000	1 000	1 000	47
18	Tworzeń – Tworóg	1 000	700	1 000	56
19	Lwówek – Odolanów	1 000	1 000	1 000	162
20	Hermanowice – Strachocina	700	700	700	72
21	Mory – Piotrków Tryb. na odc. Wolbórz – Piotrków Tryb.	400	400	400	6
22	Rembelszczyzna – Mory	700	700	700	29
23	Wronów – Kozienice*	500	500	500	30
24	Węzeł Mory				
25	Węzeł Tworzeń				
26	Węzeł Wygoda				
27	Węzeł Jeleniów				
28	Tłocznia Jeleniów II				
29	Tłocznia Rembelszczyzna				
30	Tłocznia Kędzierzyn				
31	Tłocznia Odolanów				
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2023 r.					1 226
32	Pogórska Wola – Tworzeń	1 000	700	1 000	160
33	Strachocina – Pogórska Wola*	1 000	700	700	120
34	Polska – Słowacja*	1 000	1 000	1 000	64
35	Leśniewice – Łódź	700	700	700	66
36	Mory – Wola Karczewska	700	700	700	82
37	Rembelszczyzna – Wronów*	700	700	700	135
38	Rozwadów – Końskowola – Wronów*	1 000	700	700	103
39	Jarosław – Rozwadów*	1 000	700	700	60
40	Hermanowice – Jarosław	700	700	700	39
41	Polska – Litwa	700	700	700	357
42	Goleniów – Płoty	700	700	700	40
43	Tłocznia Goleniów				
44	Tłocznia Strachocina				

* Średnica jest jeszcze przedmiotem dodatkowych analiz.

Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A.

Program rozwoju Korytarza Północ-Południe jest głównym i najważniejszym programem inwestycyjnym, którego realizację zainicjował OGP. Na terenie Polski zdefiniowano dwa odcinki przebiegu Korytarza Północ-Południe: zachodni i wschodni. Niektóre z inwestycji wpisujące się w program inwestycyjny zlokalizowano w północno-zachodniej Polsce, są już realizowane przez OGP i były planowane do zakończenia w 2014 r. Należą do nich gazociągi: Świnoujście-Szczecin i Szczecin-Lwówek.

W perspektywie 2018 r. zostanie wybudowany podstawowy zachodni odcinek Korytarza Północ-Południe pozwalający przesyłać znaczne ilości gazu z Terminalu LNG w Świnoujściu na południe i wschód Polski oraz rozprowadzać po systemie przesyłowym gaz importowany z kierunku Czech i Słowacji. Jednocześnie zakłada się, że oba połączenia będą zapewniały przesyłanie gazu w obu kierunkach. Celem

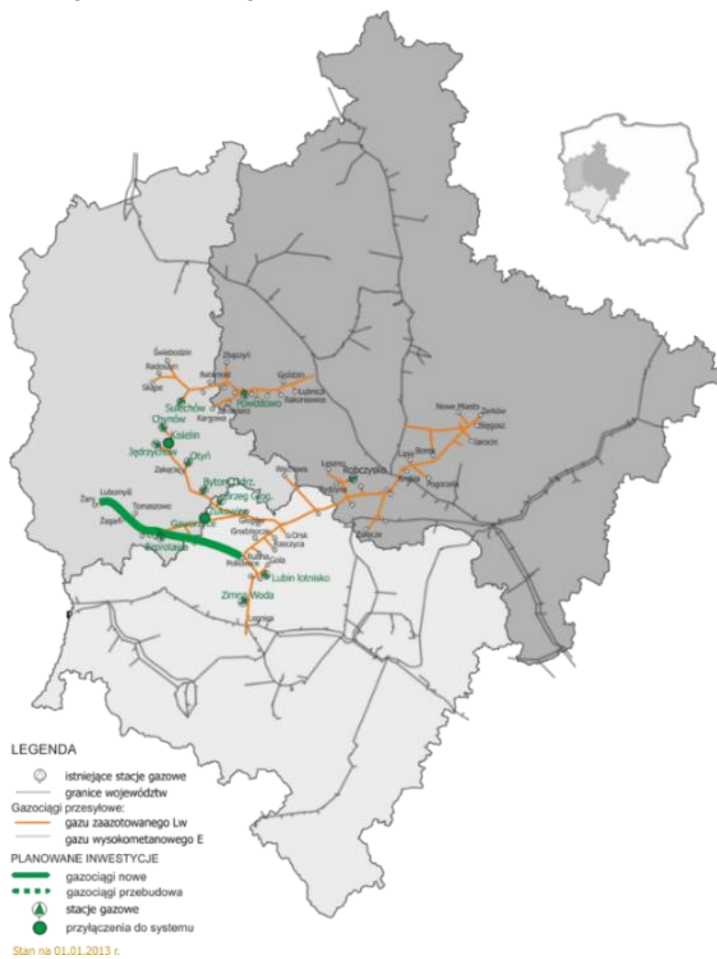
OGP jest realizacją części liniowych wraz z innymi obiektami systemowymi w perspektywie 2018 r., o ile rynek potwierdzi zainteresowanie korzystaniem z nowych kierunków dostaw gazu.

Rysunek 24. Przebieg Korytarza Północ-Południe



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A.

Rysunek 25. Inwestycje w systemie gazu zaazotowanego



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A.

Prezes URE uzgodnił poziom nakładów inwestycyjnych OGP na lata 2014–2018 w wysokości 7 124 mln zł, z tego: 1 193 mln zł w 2014 r., 1 270 mln zł w 2015 r., 1 385 mln zł w 2016 r., 1 654 mln zł w 2017 r. i 1 622 mln zł w 2018 r.

Ze sprawozdania z realizacji planu rozwoju w 2014 r. wynika, że OGP zrealizowało swój plan zaledwie w 56,2% (669,8 mln zł poniesionych nakładów w porównaniu z 1 193 mln zł uzgodnionych nakładów we wskazanym roku). Inaczej przedstawia się sytuacja w poszczególnych grupach zadań inwestycyjnych, w których Prezes URE ocenia realizację planów. W grupie zadań inwestycyjnych LRE¹³⁾ stopień realizacji planu osiągnął najwyższy poziom, tj. 60,1% (527,5 mln zł poniesionych nakładów we wskazanej grupie w porównaniu z 878 mln zł uzgodnionych nakładów w tej grupie). W przypadku grupy zadań inwestycyjnych NLRE¹⁴⁾ stopień realizacji planu wyniósł 46,9% (64,7 mln zł poniesionych nakładów we wskazanej grupie w porównaniu ze 138 mln zł uzgodnionych nakładów w tej grupie). Zaś w grupie zadań inwestycyjnych RNI¹⁵⁾ stopień realizacji planu osiągnął najniższy poziom, tj. 43,8% (77,6 mln zł poniesionych nakładów we wskazanej grupie w porównaniu ze 177 mln zł uzgodnionych nakładów w tej grupie).

Stopień realizacji planu rozwoju w 2013 r. wyniósł 72,7%. Dla porównania wskaźnik ten dla ostatnich trzech lat (2012–2014) uplasował się na poziomie 64,4%, natomiast dla ostatnich pięciu lat (2010–2014) osiągnął poziom jedynie 58,8%.

Zauważyć należy, że Prezes URE za zadawalający stopień realizacji zadań inwestycyjnych uznaje poziom od 90% wzwyż. Zatem stopień realizacji przez OGP planu rozwoju w 2014 r. uznać należy za niewystarczający. Tak niski stopień realizacji planu, zwłaszcza w pierwszym roku może świadczyć o przewymiarowaniu przez OGP zarówno przedłożonego do uzgodnienia planu, jak i własnych możliwości inwestycyjnych (prowadzenia inwestycji lub ich realizacji). Podkreślić przy tym trzeba, że inwestycje zaplanowane w planie rozwoju na dany rok, które nie zostały w tym roku zrealizowane są przeważnie realizowane w późniejszym terminie, przy czym czasami zmieniany jest ich zakres rzeczowy. W 2014 r. część zrealizowanych inwestycji stanowiły inwestycje zaplanowane w poprzednim planie rozwoju. Opóźnienie tych inwestycji częściowo nie zależało od OGP.

Należy zaznaczyć, że niewystarczający stopień realizacji planu rozwoju znajduje swoje stosowne odzwierciedlenie w późniejszych postępowaniach administracyjnych o zatwierdzenie taryfy, co zabezpiecza odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem stawek opłat przesyłowych.

SGT EuRoPol GAZ S.A.

Przedsiębiorstwo SGT EuRoPol GAZ S.A., w oparciu o koncesję¹⁶⁾ na przesyłanie paliw gazowych prowadzi działalność w zakresie świadczenia usług przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego E systemem gazociągów tranzytowych „Jamał – Europa” (którego trasa wiedzie od złóż gazowych zlokalizowanych na Półwyspie Jamał w płn.-zach. Syberii poprzez terytorium Białorusi i Polski do Niemiec) na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Jednocześnie decyzją¹⁷⁾ Prezesa URE na operatora wskazanego gazociągu został wyznaczony OGP Gaz-System S.A. na okres do 31 grudnia 2025 r.

W 2014 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe sporządzony przez SGT EuRoPol GAZ S.A. na lata 2015–2022, tj. do czasu wygaśnięcia, zawartych przez wskazane przedsiębiorstwo, umów o świadczenie usług przesyłowych. SGT EuRoPol GAZ S.A. przeprowadził konsultacje tego planu z OGP w okresie kwiecień – wrzesień 2014 r. Plan rozwoju SGT na lata 2015–2022 ukierunkowany jest głównie na utrzymanie pełnej sprawności technicznej infrastruktury sieciowej poprzez realizację inwestycji odtworzeniowych i wykonanie niezbędnych prac modernizacyjnych.

Stopień realizacji planu rozwoju w 2014 r. przez SGT był bardzo wysoki i wyniósł 130,2%. Z kolei dla 2013 r. wskaźnik ten ukształtował się na bardzo niskim poziomie, tj. 27,4%. W rezultacie stopień realizacji planu SGT dla ostatnich trzech lat (2012–2014) wyniósł 82,76%.

¹³⁾ Inwestycje związane ze wzrostem zapotrzebowania użytkowników systemu.

¹⁴⁾ Inwestycje niezwiązane ze wzrostem zapotrzebowania użytkowników systemu – modernizacja i odtworzenie majątku sieciowego.

¹⁵⁾ Pozostałe inwestycje niezakwalifikowane do grup LRE i NLRE.

¹⁶⁾ Decyzja Prezesa URE z 18 lipca 2008 r. nr PPG/102/3863/W/2/2008/BP.

¹⁷⁾ Decyzja Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. nr DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

3.5.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Operator z Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. (Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.)

W I kwartale 2014 r. Prezes URE uzgodnił plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe sporządzony przez PSG Sp. z o.o. na lata 2014–2018. Prace nad uzgodnieniem tego planu rozpoczęły się jeszcze w 2013 r. W kwietniu przekazano spółkom GK PGNiG S.A., będącym OSD wytyczne dotyczące układu, struktury i zawartości przekazywanych informacji oraz wyznaczono termin na przedłożenie projektu planu rozwoju na lata 2014–2018. Wytyczne te wdrażały nową metodologię oceny i weryfikacji projektów planów, w związku z czym w porównaniu z wcześniejszymi okresami został zmieniony zakres i układ wymaganych informacji. Wykorzystano przy tym rezultaty prac wykonywanych w 2009 r. w ramach projektu doradczego, w którym uczestniczyło szereg interesariuszy funkcjonujących w obszarze energii elektrycznej i gazu ziemnego, w tym OSD. W pierwszym podejściu projekty planów rozwoju zostały złożone przez sześciu operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) z GK PGNiG S.A., którzy 1 lipca 2013 r. skonsolidowali się do jednego podmiotu funkcjonującego pn. PGNiG SPV 4 Sp. z o.o., który w toku prowadzonego postępowania zmienił nazwę i obecnie funkcjonuje jako PSG Sp. z o.o. Spółka ta posiada strukturę oddziałową z Oddziałami we Wrocławiu, Zabrzu, Tarnowie, Warszawie, Gdańsku i Poznaniu. W postępowaniu analizowano informacje dotyczące zakresu terytorialnego poszczególnych oddziałów. Ostateczne materiały o uzgodnieniu projektu planu rozwoju PSG Sp. z o.o. wpłynęły 5 grudnia 2013 r. i umożliwiły jego uzgodnienie w I kw. 2014 r.

Inwestycje zawarte w planie rozwoju PSG Sp. z o.o. (dalej: PSG) dotyczą przede wszystkim przyłączenia nowych odbiorców i związanej z tym rozbudowy sieci dystrybucyjnej, gazyfikacji nowych gmin i zagęszczania sieci na już zgazyfikowanych terenach. PSG w swoim planie przewiduje gazyfikację na obszarze Oddziału w/we:

- a) Gdańsku w województwie:
 - pomorskim gmin: Dębica Kaszubska, Luzino, Damnica, Zblewo, Skórcz, Somonino, Sierakowice, Chmielno, Suchy Dąb i Cedry Wielkie;
 - kujawsko-pomorskim gmin: Golub-Dobrzyń, Bukowiec, Lniano, Drzycim, Dobrcz, Koronowo, Osiek, Nowa Wieś Wielka, Dobrcz, Rypin, Kowal i Lipno;
 - warmińsko-mazurskim gmin: Nowe Miasto Lubawskie i Kurzętnik,
- b) Poznaniu w województwie:
 - wielkopolskim gmin: Grodziec, Rychwał, Tuliszków i Władysławów;
 - zachodniopomorskim gmin: Dobra, Chociwel, Ińsko, Dobrzany i Węgorzyno;
 - łódzkim gminy Uniejów,
- c) Tarnowie w województwie:
 - lubelskim gmin: Włodawa, Hańsk, Wola Uhruska, Bychawa i Ruda-Huta;
 - małopolskim gmin: Łukowica, Podegrodzie, Kamienica, Łącko, Ochotnica Dolna, Szczawnica i Krościenko nad Dunajcem;
 - świętokrzyskim gmin: Nowa Słupia, Iwaniska, Strawczyn, Piekoszów, Włoszczowa, Małogoszcz, Chęciny i Sitkówka-Nowiny,
- d) Warszawie w województwie:
 - mazowieckim gmin: Łyse, Przasnysz, Chorzele i Stanisławów;
 - podlaskim gminy miejskiej Bielsk Podlaski;
 - łódzkim gmin: Żychlin i Zelów,
- e) Wrocławiu w województwie:
 - dolnośląskim gmin: Oborniki śląskie, Miękinia, Długołęka, Siechnice, Żórawina, Wiązów, Świdnica i Mirsk,
- f) Zabrzu w województwie:
 - opolskim gmin: Popielów, Dąbrowa, Komprachcice, Turawa, Reńska Wieś i Bierawa;
 - śląskim gmin: Krzepice, Opatów, Kłobuck, Panki, Wręczyca Wielka, Blachownia, Herby, Sośnicowice.

W ramach tego obszaru inwestycyjnego przewidziano również zadania inwestycyjne związane z budową nowych wejść do sieci dystrybucyjnej oraz rozbudową już istniejących. PSG planuje na obszarze Oddziału w/we:

- a) Gdańsku w województwie:
- pomorskim rozbudowę punktu wejścia Kolnik (związaną z potencjalnym przyłączeniem klientów) oraz budowę nowego punktu wejścia Kosakowo (związaną z drugostronnym zasilaniem Gdyni oraz potencjalnym przyłączeniem Klienta);
 - kujawsko-pomorskim rozbudowę punktu wejścia Łysomice z 8 tys. m³/h do 100 tys. m³/h oraz budowę nowego punktu wejścia Kruszwica o mocy 60 tys. m³/h (oba związane z przyłączeniem do sieci gazowej klienta i zapewnieniem wymaganego ciśnienia; OGP Gaz-System wydał warunki, w których zapewnia ciśnienie 4,5 MPa w Łysomicach pod warunkiem przełączenia zasilania dystrybucyjnej sieci gazowej zasilanej z punktu wejścia Turzno na zasilanie z nowego punktu wejścia Kruszwica);
 - warmińsko-mazurskim rozbudowę punktu wejścia Uniszki Zawadzkie (związaną z potencjalnym przyłączeniem klientów),
- b) Poznaniu w województwie:
- lubuskim budowę punktu wejścia Kłodawa do przepustowości 50 tys. m³/h;
 - wielkopolskim budowę punktu wejścia Malanów do przepustowości 10 tys. m³/h;
 - zachodniopomorskim budowę punktu wejścia Stare Bielice do przepustowości 60 tys. m³/h,
- c) Tarnowie w województwie:
- lubelskim przyłączenie dwóch ośrodków przygotowania gazu w Markowiczach i Potoku Górnym (punkty wejścia);
 - podkarpackim przyłączenie dwóch kopalń – Niebieszczany i Draganowa,
- d) Warszawie w województwie:
- mazowieckim budowę punktu wejścia w Rojkwie (przyłączenie do OGP Gaz-System S.A.) w celu realizacji drugostronnego zasilania Mińska Mazowieckiego gazyfikacji gmin, budowę punktu wejścia w Kozienice (zwiększenie dostaw do Radomia i odblokowanie przyłączeń na gazociągu Sękocin-Lubienia) i w Pierścieniu Warszawskim budowę punktu wejścia Arkuszowa oraz rozbudowę punktów wejścia Jabłonna, Sokołów, Ząbki, Sękocin, Mory, Szamocin, Karczew, Łomianki, Marki, Zakręt i Piaseczno;
 - łódzkim rozbudowa punktów wejścia Uniejów i Leonów;
 - podlaskim budowę punktu wejścia w Zambrowie (przyłączenie do SGT EuRoPol GAZ S.A.) w celu zasilenia gazociągu białostockiego, rozbudowę punktu wejścia Wólka Radzywińska i rozbudowę punktu wejścia w Grabówce (warunkowanej przez OGP Gaz-System S.A. rozbudową systemu przesyłowego poprzez budowę tłoczni gazu w Bobrownikach i przebudowę stacji gazowej Bobrowniki),
- e) Wrocławiu w województwie:
- dolnośląskim budowę punktu wejścia Godzikowice (gm. Oława) w celu zasilenia miasta Strzelina, rozbudowę punktu wejścia w Bielanach Wrocławskich (gm. Kobierzyce) z przepustowości 12 tys. m³/h do 25 tys. m³/h, rozbudowę punktu wejścia Gaworzyce z przepustowości 1 tys. m³/h do 2,5 tys. m³/h, rozbudowę punktu wejścia Mirków z przepustowości 0,6 tys. m³/h do 6 tys. m³/h i rozbudowę punktu wejścia Zagrodno z przepustowości 3 tys. m³/h do 6 tys. m³/h;
 - lubuskim rozbudowę punktu wejścia Nowy Kisielin z przepustowości 1,6 tys. m³/h do 9 tys. m³/h związaną z zaplanowanym stworzeniem pierścieniowego zasilania miasta Zielona Góra na bazie trzech punktów wejścia – Chynów, Jędrzychów i Nowy Kisielin,
- f) Zabrzu w województwie:
- opolskim rozbudowę punktu wejścia Grudzice.

Głównymi celami omawianych zadań inwestycyjnych jest poprawa zdolności dystrybucyjnych i wzrost dostępu do sieci gazowej, a pośrednio również utrzymanie bezpieczeństwa dostaw gazu.

Poza inwestycjami wskazanymi powyżej istotnymi zadaniami inwestycyjnymi realizowanymi przez PSG na obszarze Oddziału w Gdańsku są budowy gazociągów wysokiego ciśnienia Szczytno-Młynowo-Muławki k. Kętrzyna oraz Brodnica-Iława, których zadaniem jest umożliwienie przyłączeń nowych odbiorców na terenie woj. warmińsko-mazurskiego oraz poprawa parametrów pracy istniejącej sieci gazowej. Planowana rozbudowa sieci gazowej wysokiego ciśnienia umożliwi dostawę gazu klientom, m.in. z branży energetycznej o wymaganych przez nich parametrach (ilościach i ciśnieniu).

Na obszarze Oddziału w Poznaniu większe zadania PSG to rozbudowa systemów gazowych wysokiego ciśnienia na kierunkach: Kłodawa – Witnica – Kostrzyn n. Odrą (połączenie z Niemcami), Malanów – Tuliszków – Konin Rumin, Nowogard – Dobra – Łobez i Koszalin – węzeł Stare Babice wszystkie w celu poprawy zdolności dystrybucyjnych i wzrostu bezpieczeństwa dostaw. Ponadto, na obszarze tym planowana jest rozbudowa systemów gazowych w/c i śr/c na potrzeby przyłączeń hut i innych obiektów klienta.

Zaś na obszarze Oddziału w Tarnowie PSG planuje m.in. budowę gazociągu w/c relacji Kamień – Włodawa wraz z trzema stacjami gazowymi I^o, przebudowę gazociągu w/c Krzeszowice – Alwernia, przebudowę gazociągu w/c Warzyce – Gorlice, przebudowę gazociągu pś/c Strachocina – Zabłotce i przebudowę gazociągu Sandomierz – Ostrowiec Św. w celu poprawy zdolności dystrybucyjnych i wzrost bezpieczeństwa dostaw.

Na terenie Oddziału w Warszawie PSG zidentyfikowała trzy obszary, na których wstrzymano przyłączenia, tj. obszar gazociągów Wólka Radzywińska – Białystok – Bobrowniki, Sękocin – Lubienia i Kołbiel – Mińsk Mazowiecki, oraz pięć obszarów zagrożonych wstrzymaniem przyłączenia, tj. obszar Pierścienia Warszawskiego, obszar pierścienia łódzkiego, obszar gazociągu Mor-Meszczce, obszar gazociągu Meszczce-Bobry i obszar gazociągu Meszczce-Sworzyce. Większość inwestycji ukierunkowanych na poprawę sytuacji w tych obszarach wskazano wyżej w planach rozbudowy punktów wejść do systemu dystrybucyjnego. Inwestycje w tym obszarze są ściśle powiązane z działaniami inwestycyjnymi również po stronie sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. Ponadto, PSG na Obszarze Oddziału w Warszawie, nadal sukcesywnie realizuje zadania inwestycyjne zmierzające do zastąpienia gazów propan-butan gazem wysokometanowym. Jak wskazał PSG, mieszalnie gazu propan-butan są przestarzałe technologicznie i brak jest nowych rozwiązań technicznych, które umożliwiłyby ich modernizację. Zaś rosnąca cena gazu propan-butan, powodowała sukcesywne odejścia odbiorców przyłączonych do tej sieci, czyniąc stratnym tę część działalności dystrybucyjnej. W związku z tym PSG podjęła działania mające na celu likwidację mieszalni gazu, a w konsekwencji zamianę gazów propan-butan na gaz ziemny wysokometanowy. Z uwagi na znaczne oddalenie przedmiotowych lokalizacji od systemów gazociągowych, wybrano technologię lokalnego zasilania sieci gazowych ze stacji regazyfikacji LNG.

Na obszarach Oddziałów PSG we Wrocławiu i Zabrzu poza inwestycjami wskazanymi wyżej dominują inwestycje z obszaru modernizacji i odtworzenia majątku (NLRE).

Poza wskazanymi inwestycjami znaczący udział stanowią również zadania inwestycyjne z obszaru modernizacji i odtworzenia majątku. Do tej grupy zadań PSG zaliczył przede wszystkim odtworzenie i przebudowę elementów infrastruktury dystrybucyjnej, których stan techniczny został określony jako zły, powodował nieszczelność albo awarię. W grupie tej znajduje się szereg inwestycji modernizacyjnych dotyczących gazociągów w/c, pś/c i ś/c, których głównym celem jest zmniejszenie strat, poprawa ich stanu technicznego, zmiana ciśnienia na wyższe, a tym samym zwiększenie przepustowości i poprawienie zasilania różnych miejscowości i miast Polski. W skład tej grupy zadań wchodzi również programy wymiany gazomierzy, które stanowią finansowo istotną część tej grupy. Ponadto, PSG przewidział na obszarze Oddziału Wrocław kontynuowanie zadań inwestycyjnych związanych z wymianą gazociągów połączonych kielichowo, których szacuje, że pozostało ok. 100 km. Gazociągi łączone kielichowo były budowane ponad 100 lat temu na potrzeby transportu gazu o innych parametrach. Użytkowanie ich obecnie powoduje duże ubytki gazu obniżając sprawność gazociągów. Są one źródłem częstych awarii i nieszczelności, co stanowi zagrożenie bezpieczeństwa i negatywnie wpływa na środowisko.

Uzgodniony plan rozwoju PSG obejmuje również grupę pozostałych inwestycji, do której zakwalifikowane zostały zadania inwestycyjne z obszaru programu wymiany floty transportowej, wykupu gazociągów aktualnie dzierżawionych, zakupu sprzętu, narzędzi i materiałów niezbędnych przy eksploatacji sieci gazowych. W grupie tej znajdują się również zadania z obszaru zakupu różnego rodzaju oprogramowania, licencji na oprogramowanie komputerowe, sprzętu komputerowego, wyposażenia i doposażenia biur, zakupu środków teleinformatycznych oraz budowy i modernizacji systemów telemetrii. Znajdują się w niej również nakłady na budynki i budowle związane głównie z modernizacją oraz przebudową budynków mającą na celu poprawę warunków socjalnych pracowników oraz poprawę jakości obsługi klienta.

W planie rozwoju PSG na lata 2014–2018 Prezes URE uzgodnił poziom nakładów inwestycyjnych na 2014 r. w wysokości 1 382 807,62 tys. zł.

Ze sprawozdania z realizacji planu rozwoju w 2014 r. wynika, że PSG nie w pełni zrealizowało swój plan, a stopień jego realizacji we wskazanym roku osiągnął poziom 81,4% (1 125 328,1 tys. zł poniesionych nakładów w porównaniu z 1 382 807,62 tys. zł uzgodnionych nakładów we wskazanym roku). Stopień realizacji planu PSG w 2013 r. wyniósł 95,8% i pomimo niższego poziomu omawianego wskaźnika w 2014 r., na bardzo wysokim poziomie kształtują się wskaźniki: 3-letni i 5-letni. Stopień realizacji planu rozwoju za ostatnie trzy lata (2012–2014) wyniósł 85,0%, zaś za ostatnie pięć lat (2010–2014) – 92,6%.

Dla poszczególnych Oddziałów PSG stopień realizacji planu rozwoju w 2014 r. osiągnął wartości od 64,1% (Oddział Zabrze) do 103,6% (Oddział Wrocław). Mniejsze dysproporcje pomiędzy Oddziałami PSG występują dla wskaźników 3-letniego i 5-letniego. Stopień realizacji planu dla poszczególnych Oddziałów PSG za ostatnie trzy lata (2012–2014) osiągnął wartości od 77,2% (Oddział Zabrze) do 97,7%

(Oddział Wrocław), zaś stopień realizacji dla poszczególnych Oddziałów PSG za ostatnie pięć lat (2010–2014) osiągnął wartości od 84,3% (Oddział Gdańsk) do 98,5% (Oddział Poznań).

W porównaniu z 2013 r. zmalała ilość dystrybuowanych przez PSG paliw gazowych o 988 028 tys. m³ (co stanowi 10,1%) oraz zwiększyła się długość gazociągów (bez przyłączy) o 1 878 km (co stanowi 1,5%).

W 2014 r. PSG zrealizowało bądź prowadziło dalsze prace nad następującymi głównymi inwestycjami związanymi z budową sieci na terenach niezgazyfikowanych na obszarze Oddziału w/w:

- a) Gdańsku w województwie:
 - pomorskim: stopień realizacji finansowej od 32,8% do 79,4%, rzeczowej od 28,0% do 58,8%. Planowany okres zakończenia – 1 rok;
 - warmińsko-mazurskim: stopień realizacji finansowej od 54,0% do 77,8%, rzeczowej od 85,4% do 95,5%. Planowany okres zakończenia – 1 rok;
 - kujawsko-pomorskim: stopień realizacji finansowej od 15,2% do 35,0%, rzeczowej od 25,5% do 44,1%. Planowany okres zakończenia – 1 rok,
- b) Poznaniu w województwie:
 - lubuskim: stopień realizacji finansowej – 99,9%, rzeczowej – 100,0%. Planowany okres zakończenia – 2015 r.;
 - wielkopolskim: stopień realizacji finansowej od 99,7% do 100,0%, rzeczowej – 100,0%. Planowany okres zakończenia – 2015 r.;
 - zachodniopomorskim: stopień realizacji finansowej od 10,9% do 100,0%, rzeczowej od 8,0% do 100,0%. Planowany okres zakończenia – 2015 r.,
- c) Tarnowie w województwie:
 - świętokrzyskim: stopień realizacji finansowej od 75,0% do 100,0%, rzeczowej od 95,0% do 100,0%. Planowany okres zakończenia – 0,5 roku;
 - lubelskim: stopień realizacji finansowej – 100,0%, rzeczowej – 100,0%,
- d) Warszawie w województwie:
 - mazowieckim: stopień realizacji finansowej od 4,0% do 100,0%, rzeczowej od 56,0% do 100,0%. Planowany okres zakończenia – od 1 roku do 2 lat;
 - podlaskim: stopień realizacji finansowej – 4,6%, rzeczowej – 0,0%. Planowany okres zakończenia – 4 lata,
- e) Wrocławiu w województwie:
 - dolnośląskim: stopień realizacji finansowej od 2,0% do 73,0%, rzeczowej od 0% do 89,0%. Planowany okres zakończenia – 2015 r.

Odnosząc się do możliwości przyłączenia nowych odbiorców – w 2014 r. PSG realizowało bądź zrealizowało główne projekty inwestycyjne na obszarze Oddziału w/w:

- a) Gdańsku w województwie:
 - pomorskim: realizowano 41 inwestycji, zostało zakończonych 7 inwestycji;
 - warmińsko-mazurskim: realizowano 10 inwestycji, zostały zakończone 2 inwestycje;
 - kujawsko-pomorskim: realizowano 24 inwestycje, zostały zakończone 4 inwestycje;
 - zachodniopomorskim: realizowano 7 inwestycji, zostały zakończone 4 inwestycje;
 - wielkopolskim: realizowano 7 inwestycji, zostały zakończone 4 inwestycje,
- b) Poznaniu w województwie:
 - lubuskim: realizowane są inwestycje dotyczące gazociągów ś/c oraz n/c, poniżej 500 tys. zł;
 - wielkopolskim: realizowano 15 inwestycji, zostało zakończonych 7 inwestycji;
 - zachodniopomorskim: realizowano 15 inwestycji, zostało zakończonych 7 inwestycji;
 - dolnośląskim: realizowana była 1 inwestycja;
 - pomorskim: zrealizowana została 1 inwestycja,
- c) Tarnowie w województwie:
 - świętokrzyskim: realizowano 8 inwestycji, została zakończona 1 inwestycja;
 - lubelskim: realizowano 6 inwestycji, zostały zakończone 2 inwestycje;
 - małopolskim: realizowano 11 inwestycji, zostały zakończone 3 inwestycje;
 - podkarpackim: realizowano 12 inwestycji, zostało zakończonych 6 inwestycji,
- d) Warszawie w województwie:
 - łódzkim: realizowano 12 inwestycji, które są kontynuowane w 2015 r.;
 - mazowieckim: realizowano 8 inwestycji, zostały zakończone 2 inwestycje;

- podlaskim: realizowano 6 inwestycji, które są kontynuowane w 2015 r.;
 - warmińsko-mazurskim: realizowano 1 inwestycję, która została zakończona,
- e) Wrocławiu w województwie:
- dolnośląskim: realizowano 119 inwestycji, zostało zakończonych 37 inwestycji;
 - lubuskim: realizowano 22 inwestycje, została zakończona 1 inwestycja,
- f) Zabrzu w województwie:
- śląskim: realizowano 43 inwestycje, zostało zakończonych 15 inwestycji.

Odnosząc się do możliwości przyłączenia nowych źródeł – w 2014 r. PSG realizowało bądź zrealizowało następujące główne projekty inwestycyjne na obszarze Oddziału w/we:

- a) Gdańsku w województwie:
- pomorskim: zlecono w 2014 r. opracowanie koncepcji pod decyzję o realizacji zadania. Stan realizacji 0%,
- b) Tarnowie w województwie:
- podkarpackim: inwestycja została zakończona;
 - lubelskim: inwestycja została zakończona,
- c) Warszawie w województwie:
- podlaskim: inwestycja została zakończona;
 - warmińsko-mazurskim: inwestycja została zakończona.

W 2014 r. PSG realizowało również zadania inwestycyjne związane z modernizacją oraz odtworzeniem majątku na obszarach Oddziału w/we:

- a) Gdańsku w województwie:
- pomorskim: realizowano 29 inwestycji, zostało zakończonych 6 inwestycji;
 - warmińsko-mazurskim: realizowano 9 inwestycji, które są kontynuowane w 2015 r.;
 - kujawsko-pomorskim: realizowano 8 inwestycji, które są kontynuowane w 2015 r.;
 - zachodniopomorskie: realizowana jest 1 inwestycja,
- b) Poznaniu w województwie:
- lubuskim: realizowano 6 inwestycji, została zakończona 1 inwestycja;
 - wielkopolskim: realizowano 34 inwestycje, zostało zakończonych 14 inwestycji;
 - zachodniopomorskim: realizowano 13 inwestycji, zostały zakończone 3 inwestycje,
- c) Tarnowie w województwie:
- lubelskim: realizowano 6 inwestycji, zostały zakończone 3 inwestycje;
 - małopolskim: realizowano 17 inwestycji, zostało zakończonych 8 inwestycji;
 - podkarpackim: realizowano 16 inwestycji, zostało zakończonych 7 inwestycji;
 - świętokrzyskim: realizowano 16 inwestycji, została zakończona 1 inwestycja,
- d) Warszawie w województwie:
- lubelskim: realizowano 1 inwestycję, która została zakończona;
 - łódzkim: realizowano 41 inwestycji, zostały zakończone 4 inwestycje;
 - mazowieckim: realizowano 34 inwestycje, zostały zakończone 4 inwestycje;
 - podlaskim: realizowano 6 inwestycji, zostały zakończone 2 inwestycje;
 - warmińsko-mazurskim: realizowana jest 1 inwestycja,
- e) Wrocławiu w województwie:
- dolnośląskim: realizowano 104 inwestycje, zostało zakończonych 65 inwestycji;
 - lubuskim: realizowano 37 inwestycji, zostały zakończone 24 inwestycje,
- f) Zabrzu w województwie:
- opolskim: realizowano 17 inwestycji, zostały zakończone 2 inwestycje;
 - śląskim: realizowano 134 inwestycje, zostało zakończonych 48 inwestycji.

Poszczególne oddziały PSG w 2014 r. zrealizowały zadania inwestycyjne obejmujące swoim zakresem program wymiany floty samochodowej, zakup sprzętu, narzędzi materiałów niezbędnych przy eksploatacji sieci gazowych. W projektach tych znajdują się również nakłady na zakup różnego rodzaju oprogramowania, licencji na oprogramowanie komputerowe oraz sprzętu komputerowego, wyposażenia i doposażenia biur, zakup środków teleinformatycznych, a także budowy i modernizacji systemów telemetrii. W zakresie pozostałych inwestycji znajdują się również projekty inwestycyjne związane głównie z modernizacją i przebudową budynków mającą na celu poprawę warunków socjalnych pracowników oraz poprawę jakości obsługi klienta.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) spoza GK PGNiG S.A. i przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją gazu ziemnego niewyznaczone na OSD

W 2014 r. dystrybucją paliw gazowych poza PSG zajmowały się 53 przedsiębiorstwa. Przedsiębiorstwa te nie podlegają obowiązkowi rozdziału prawnego i posiadają w swojej strukturze część zajmującą się obrotem i dystrybucją paliw gazowych.

Zgodnie z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne projekt planu podlega uzgodnieniu z Prezesem URE, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją paliw gazowych, dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 50 mln m³ tych paliw. Obowiązek uzgadniania planów rozwoju z Prezesem URE dotyczył czternastu operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy są zobligowani do corocznego przekładania mu sprawozdania z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe (zgodnie z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne). Oprócz operatorów, którzy mieli obowiązek przedłożenia Prezesowi URE sprawozdań z realizacji planów rozwoju w 2015 r., cztery przedsiębiorstwa przedłożyły ww. sprawozdanie pomimo braku ciążyącego na nich obowiązku.

W 2014 r. łączna wielkość nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstw zobowiązanych do uzgadniania planów rozwoju wynosiła 48 924 tys. zł, ilość dystrybuowanego gazu wynosiła 1 735 681 tys. m³, zaś długość gazociągów (bez przyłączy) wynosiła 5 551 km. W stosunku do 2013 r. nastąpił wzrost ilości dystrybuowanego gazu o 402 164 tys. m³ (co stanowi 30,2%) oraz zwiększyła się długość gazociągów (bez przyłączy) o 2 639 km (co stanowi 90,6%).

3.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

Analogicznie do działań w zakresie sektora energii elektrycznej, monitorując wypełnianie przez operatorów sieci gazowych ich obowiązków, Prezes URE opiera się na obowiązkach wskazanych w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Działając w zakresie swoich kompetencji, Prezes URE stale monitoruje funkcjonowanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, zarówno na rynku hurtowym, jak i rynku detalicznym gazu, mając w szczególności na uwadze dynamiczne zmiany zachodzące na obu rynkach w ostatnich latach. Działania podejmowane przez OSP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym, jak również wypełnianie przez OSP i OSD obowiązków informacyjnych zostały już szczegółowo opisane w rozdziałach wcześniejszych. Pozostałe wyniki monitoringu przeprowadzonego przez Prezesa URE zostały przedstawione w dalszej części raportu.

3.6.1. Rola instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP) w wypełnianiu zadań operatorów systemów

Podstawowym dokumentem, który szczegółowo określa zadania OSP związane z zarządzaniem systemem przesyłowym gazu jest instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP). Zgodnie z art. 9g ustawy – Prawo energetyczne, OSP jest zobowiązany do opracowania IRiESP i po przeprowadzeniu publicznych konsultacji projektu dokumentu, do przedłożenia go do zatwierdzenia Prezesowi URE. OSD są zobowiązani do uwzględnienia w swoich instrukcjach (IRiESD) wymagań określonych w IRiESP. Wszyscy użytkownicy systemu, w tym odbiorcy przyłączeni do sieci, są zobowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w IRiESP. Instrukcja ta stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub umowy kompleksowej.

IRiESP kompleksowo określa szczegółowe warunki korzystania z sieci przesyłowej przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w tym w szczególności odnośnie kwestii przyłączy do sieci, wymagań technicznych dla urządzeń pomiarowych, instalacji i sieci oraz parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu. Wylicza prawa i obowiązki OSP i użytkowników sieci, Zleceniodawców Usługi Przesyłania (ZUP) oraz odbiorców. Instrukcja wskazuje przyjęte przez OSP kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, jak również procedury i sposoby postępowania w sytuacjach awaryjnych oraz w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe. Określa zakres współpracy OSP z innymi operatorami (m.in. inni OSP, OSD, OSM) oraz precyzuje zakres i sposoby

przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. Dokument ustala także szczegółowe zasady przydziału zdolności przesyłowych oraz późniejszych alokacji paliwa gazowego. Ważnym elementem IRIESP jest precyzyjnie opisana procedura zmiany sprzedawcy, celem usprawnienia procesu i ułatwienia odbiorcom możliwości skorzystania z uprawnienia, jakim jest swobodne prawo zakupu paliw gazowych od wybranego przez siebie sprzedawcy. W odrębnej części IRIESP zawiera przepisy z zakresu bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami sieci, w tym sposoby rozliczania kosztów w obu kwestiach.

3.6.2. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 1) oraz rozporządzenie 715/2009 nakładają na operatora systemu przesyłowego gazowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych szereg obowiązków. Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, w tym m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych oraz warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci.

Wskazać należy, że już na etapie udzielania koncesji na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych Prezes URE dokonuje weryfikacji, czy podmiot ubiegający się o udzielenie koncesji na dany rodzaj działalności sieciowej dysponuje m.in. środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania, czy ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności oraz czy zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne. Dopiero po stwierdzeniu, że wnioskodawca spełnia przewidziane w art. 33 ust. 1 ustawy wymogi pozwalające na udzielenie koncesji oraz po stwierdzeniu, że nie zachodzą przesłanki określone w art. 33 ust. 3 tej ustawy, Prezes URE może udzielić koncesji na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych. Spełnienie powyższych kryteriów jest również każdorazowo weryfikowane przy okazji zmiany zakresu (rozszerzeniu) działalności lub zmiany terminu obowiązywania udzielonej koncesji.

Ponadto w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie wyznaczenia operatorów systemu przesyłowego oraz operatorów systemu dystrybucyjnego, Prezes URE każdorazowo bada zdolność kandydata na operatora do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Tylko kandydat, który w toku prowadzonego postępowania wykaże, że posiada zdolności i możliwości do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia 715/2009, może zostać wyznaczony operatorem danego systemu.

Ponadto, jak wynika z art. 9h ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, wyznaczając operatora zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę odpowiednio jego:

- 1) efektywność ekonomiczną,
- 2) skuteczność zarządzania systemami gazowymi,
- 3) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych,
- 4) spełnianie przez operatora warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2,
- 5) okres obowiązywania koncesji,
- 6) zdolność do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009.

Dodatkowo, stosownie do postanowień art. 9h ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE odmawia wyznaczenia operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego przedsiębiorstwo energetyczne określone we wniosku, o którym mowa w ust. 1, jeżeli odpowiednio:

- 1) przedsiębiorstwo to nie dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi lub technicznymi,
- 2) przedsiębiorstwo to nie gwarantuje skutecznego zarządzania systemem,
- 3) przedsiębiorstwo to nie spełnia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, z zastrzeżeniem art. 9d ust. 7,
- 4) nie został spełniony warunek, o którym mowa w art. 9k,
- 5) przedsiębiorstwo to nie wykazało zdolności do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzeń, o których mowa w ust. 7 pkt 6,
- 6) umowa, o której mowa w ust. 3 pkt 2, nie zapewnia operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu połączonego możliwości wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 9c i w art. 16 ust. 2,
- 7) właściciel sieci przesyłowej nie wykazał zdolności do realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12.

Spełnienie powyższych przesłanek każdorazowo podlega weryfikacji również w przypadku prowadzenia postępowań o zmianę (przedłużenie) okresu wyznaczenia danego podmiotu na OSP lub OSD.

Należy również odnotować, że Prezes URE posiada uprawnienia pozwalające mu na skuteczne kontrolowanie wypełniania przez OSD, OSP oraz właściciela sieci przesyłowej ich obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności kontrolowanie spełniania przez OSD i OSP kryteriów niezależności określonych w art. 9d ustawy oraz kryteriów wskazanych w art. 9h¹ ust. 7 ustawy.

Do zakresu kompetencji Prezesa URE należy, zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy, m.in.: kontrolowanie realizacji przez OSP obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009, zatwierdzanie IRiESP, zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf gazowych, monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, mechanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami, wypełniania obowiązku publikowania przez OSP informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych.

Dodatkowo w myśl art. 23 ust. 2 pkt 6b ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie oraz umowie, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi.

Ponadto, zgodnie z art. 9h ust. 13 ustawy, w przypadku powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego na podstawie ust. 3 pkt 2 lub wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na podstawie ust. 9, Prezes URE jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli w zakresie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub operatora systemu przesyłowego obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12, w art. 9c oraz w art. 16. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 79 ust. 1 i ust. 4-7 ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej¹⁸⁾.

Prezes URE na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne ma możliwość kontrolowania spełniania kryteriów niezależności przez OSP oraz kontrolowania realizacji obowiązków przez OSP i właściciela sieci przesyłowej również *ex-post*, po wydaniu certyfikatu niezależności, co dodatkowo je wzmacnia i zapewnia ich przestrzeganie.

Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne prowadzona jest przez Prezesa URE na bieżąco. Jednocześnie w celu zapewnienia skuteczności norm nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w ustawie – Prawo energetyczne ustawodawca zawarł w treści tej ustawy zapisy sankcjonujące niewypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne swoich obowiązków. Zgodnie z art. 56 ustawy karze pieniężnej, nakładanej przez Prezesa URE, podlega m.in. ten, kto:

- „1b) nie przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 7 i 8, lub mimo wezwania przedkłada instrukcję niespełniającą wymagań określonych w ustawie; (...)*
- 1e) nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1775/2005/WE z dnia 28 września 2005 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego; (...)*
- 4) z nieuzasadnionych powodów odmawia zawarcia umowy, o której mowa w art. 7 ust. 1;*
- 5) stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47;*
- 5a) nie przedkłada do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1; (...)*
- 6) stosuje ceny lub stawki opłat wyższe od zatwierdzonych lub stosuje taryfę niezgodnie z określonymi w niej warunkami;*
- 7) odmawia udzielenia informacji, o których mowa w art. 28;*
- 7a) świadomie lub w wyniku niedbalstwa wprowadza w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28; (...)*
- 9) zatrudnia osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji;*
- 10) nie utrzymuje w należyтым stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń; (...)*
- 12) nie przestrzega obowiązków wynikających z koncesji; (...)*
- 14) z nieuzasadnionych powodów wstrzymuje lub ogranicza dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców;*
- 15) z nieuzasadnionych powodów zwleka z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4g ust. 1 lub art. 7 ust. 1; (...)*

¹⁸⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 584.

- 20) *nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2;*
- 21) *nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2 (...);*
- 24) *będąc operatorem wyznaczonym na podstawie art. 9h, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy;*
- 24a) *nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h świadczy usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;*
- 25) *z nieuzasadnionych powodów nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h ust. 1 i 6, oraz nie dopełnia warunków określonych w decyzji wydanej na podstawie art. 9h ust. 9;*
- 25a) *z nieuzasadnionych przyczyn nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem o przyznanie certyfikatu niezależności lub nie dopełnia warunków określonych w decyzji, o której mowa w art. 9h¹ ust. 12;*
- 26) *nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 9h ust. 11 i 12 (...);*
- 31) *nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5a i art. 16 ust. 18 lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4".*

Operator Systemu Przesyłowego

Wykaz podstawowych zadań operatora systemu przesyłowego zawarty został w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w myśl którego operator systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny m.in. za:

- 1) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu,
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości,
- 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego,
- 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym, a także w zakresie rozbudowy systemu gazowego, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi,
- 5) współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju, w tym współpracę w ramach ENTSO-G, o którym mowa w art. 4 rozporządzenia 715/2009,
- 6) zarządzanie przepływami paliw gazowych oraz utrzymanie parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi,
- 7) świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego,
- 8) bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie gazowym oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu,
- 9) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania paliw gazowych, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi,
- 10) realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009.

Mając na uwadze, że na terenie Rzeczypospolitej Polskiej funkcjonuje tylko jeden operator systemu przesyłowego gazowego oraz, że na mocy decyzji Prezesa URE z 23 czerwca 2006 r., znak: DPE-47-4(2)/6154/2006/BT z późn. zm., operatorem tym wyznaczony został OGP Gaz-System S.A., należy stwierdzić, że realizacja wszystkich zadań przypisanych OSP w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w pełni obciąża tę spółkę.

Gaz-System S.A. w toku prowadzonego postępowania administracyjnego w sprawie przyznania mu certyfikatu spełniania kryteriów niezależności w odniesieniu do pełnienia funkcji OSP na sieciach własnych w wyczerpujący sposób wykazał, że realizuje wszystkie zadania OSP określone

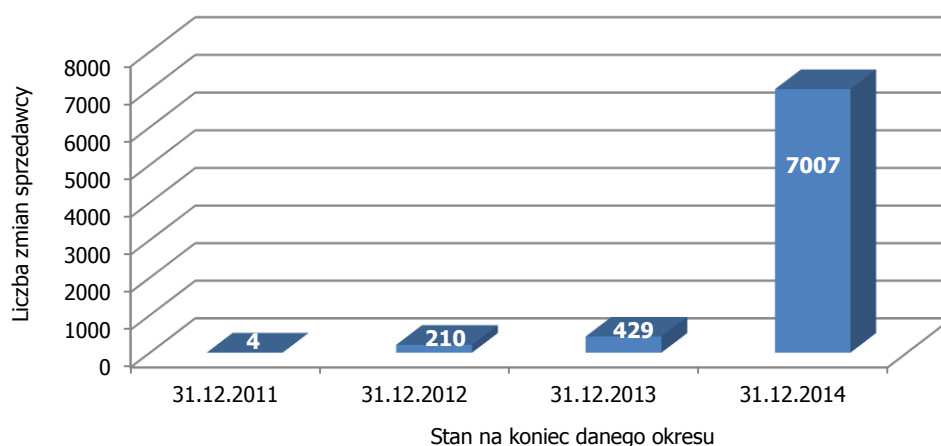
w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE decyzją z 22 września 2014 r., znak: DRG-4720-1(13)/2014/6154/KF, przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat spełniania kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

Jednocześnie OGP Gaz-System S.A., na mocy decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r., znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT, został z urzędu wyznaczony operatorem systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. W tej sprawie Prezes URE również prowadził postępowanie dotyczące przyznania spółce certyfikatu niezależności, tym razem jednak w modelu niezależnego operatora systemu (tzw. model ISO). Postępowania w tej sprawie nie zostało zakończone do 31 grudnia 2014 r.

Monitorowanie stosowania zasady TPA przez operatorów systemów gazowych

Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego, oznacza możliwość korzystania przez klienta z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy. Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. W związku z tym Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. W 2011 r. przygotowane zostały ankiety kwartalne monitorujące proces zmiany sprzedawcy na rynku gazu i skierowane na początku 2012 r. do OSP (OGP Gaz-System S.A.) oraz OSD (Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.). Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wyraźny wzrost odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011–2014, w szczególności w samym 2014 r. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, w 2012 r. ich liczba zwiększyła się do 210, w 2013 r. – 429, natomiast liczba zmian od początku ich monitorowania do końca IV kw. 2014 r. wyniosła już 7 007.

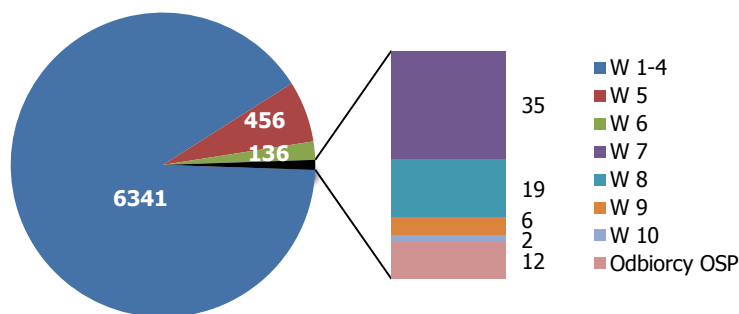
Rysunek 26. Liczba zmian sprzedawcy (wg liczby przełączeń) narastająco na koniec 2011, 2012, 2013 i 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD i OSP.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 7 007 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2014 r. zdecydowana większość dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W1-4, czyli głównie osób w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją w ostatnim czasie przez niektórych sprzedawców kampanii reklamowych, dedykowanych tej grupie odbiorców, jak również stopniowemu wchodzeniu na rynek nowych sprzedawców, co skutkuje zwiększeniem konkurencji i uatrakcyjnieniem oferty dla odbiorców.

Rysunek 27. 7 007 zmian sprzedawcy (wg liczby przełączeń) dokonanych do końca 2014 r., w zależności od grup taryfowych przypisanych do poszczególnych segmentów odbiorców



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD i OSP.

Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest posiadanie przez OSD możliwie największej liczby podpisanych umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego (Umów Ramowych). Umowy Ramowe, zawierane pomiędzy Operatorem a Sprzedawcą, warunkują prowadzenie przez sprzedawcę paliwa gazowego działalności na terenie danego OSD. Co za tym idzie, abyśmy mogli zmienić sprzedawcę musi on mieć podpisaną umowę o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego z operatorem systemu dystrybucyjnego, do sieci którego jesteśmy przyłączeni. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Z końcem 2014 r. 80 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 46 posiadało również umowy z OSD.

Ocena wypełniania przez OSD ich obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, dokonywana jest w OT URE przez pryzmat rozstrzyganych w trybie art. 8 ust. 1 tej ustawy sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, analizę zgłaszanych do Prezesa URE odmów przyłączenia do sieci gazowej, a także m.in. w przypadku rozpatrywania skarg odbiorców na działania samych operatorów oraz w trakcie postępowań koncesyjnych. W ramach prowadzonych postępowań dotyczących zatwierdzenia taryf dla usług dystrybucji paliw gazowych dla przedsiębiorstw, o których mowa w art. 16 ust. 13 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, monitorowano obowiązki w zakresie sporządzenia przez te przedsiębiorstwa planów rozwoju, o których mowa w art. 16 ust. 1 tej ustawy.

Dodatkowo obowiązki wynikające z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne monitorowane są w postępowaniach taryfowych i koncesyjnych poprzez weryfikację wniosków interesariuszy np. z zakresu współpracy między przedsiębiorstwami energetycznymi, eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej czy warunków przyłączenia do sieci gazowej.

W latach 2013–2014 nie stwierdzono uchybień w zakresie realizacji obowiązków, o których mowa w ww. przepisie.

3.6.3. Programy zgodności – realizacja i wnioski

Ustawa nowelizująca wprowadziła istotne zmiany w zakresie rodzajów podmiotów zobowiązanych do opracowania Programów zgodności oraz przesyłania corocznych sprawozdań z ich realizacji. Dotychczasowy obowiązek opracowywania ww. Programów przez operatorów sieci przesyłowych został zniesiony, gdyż występujący u OSP *unbundling* własnościowy (OGP Gaz-System S.A. jest spółką nie wchodzącą w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, będącą w 100% własnością Skarbu Państwa) w praktyce okazał się wystarczający do zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Ustawodawca wprowadził jednak obowiązek opracowania Programu zgodności dla operatorów systemu magazynowania, będących częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Obowiązkiw temu podlega zatem Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o., który jest spółką celową w 100% zależną od PGNiG S.A. W marcu 2014 r. OSM Sp. z o.o. złożył wniosek o zatwierdzenie Programu zgodności. Program, uwzględniający ww. ustawę nowelizującą, został zatwierdzony przez Prezesa URE w maju 2014 r.

Drugim podmiotem na rynku gazu, który zgodnie z ustawą jest zobowiązany do opracowania Programu zgodności oraz przedkładania Prezesowi URE corocznego sprawozdania z jego realizacji jest PSG Sp. z o.o. Przedsiębiorstwo to jest OSD wchodzącym w skład GK PGNiG S.A. i powstało po konsolidacji sześciu regionalnych OSD i przeniesieniu ich praw i obowiązków na jeden podmiot od 1 lipca 2013 r. W sierpniu 2013 r. Prezes URE zatwierdził OSD Program zgodności, natomiast w październiku 2013 r. zatwierdził zmianę tego Programu w związku ze zmianą nazwy OSD.

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów zgodności

W 2014 r. w OSD, jak i w OSM Sp. z o.o. nie stwierdzono przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. Nie wpłynęły również skargi dotyczące stosowania postanowień Programu zgodności, jak i zawiadomienia o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów. W OSD odnotowano natomiast zapytania pracowników, którzy przed podjęciem określonego działania zasięgaliby opinii Inspektora ds. zgodności dotyczące dyskusyjnych reguł nałożonych na OSD postanowieniami Programu zgodności. Inspektor ds. zgodności na każde pytanie udzielił wyczerpującej odpowiedzi wraz z podaniem argumentacji.

Rola Inspektora ds. zgodności

W celu wzmocnienia dotychczasowej roli Inspektora ds. zgodności, jego stanowisko zostało opisane w dokonanej w 2013 r. ustawie nowelizującej. Zgodnie z art. 9d ust. 5 ww. ustawy Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez operatora w celu monitorowania realizacji Programu zgodności i powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do wszelkich niezbędnych w wypełnianiu jego obowiązków informacji, które są w posiadaniu nie tylko OSD, ale również jednostek z nim powiązanych. Ze względu na potrzebę zapewnienia niezależności, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Z pewnością pozwoliłoby to na szersze zaangażowanie w podejściu do tematu przestrzegania Programów zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę operatorów.

Obecnie, w PSG Sp. z o.o. Inspektor ds. zgodności podlega bezpośrednio Zarządowi i nie łączy swojej funkcji z innymi stanowiskami występującymi w OSD. Inspektora w realizacji jego obowiązków wspomagają koordynatorzy z poszczególnych oddziałów spółki celem efektywnej i terminowej implementacji postanowień Programu zgodności. Z kolei w OSM Sp. z o.o. funkcja Inspektora ds. zgodności łączona jest ze stanowiskiem kierowniczym w dziale regulacji obsługi prawnej. Niewątpliwie wiedza i doświadczenie osoby zajmującej stanowisko kierownicze jest przydatna w aktywnym monitoringu realizacji Programu zgodności, jednakże w ocenie Prezesa URE praktyka łączenia stanowiska Inspektora ds. zgodności z inną funkcją wykonywaną w spółce stwarza ryzyko naruszenia jego niezależności, jak i braku czasu na właściwe monitorowanie przestrzegania postanowień Programu zgodności.

W ramach wykonywanych obowiązków, Inspektor ds. zgodności powinien nie tylko reagować *ex post* tj., gdy naruszenie postanowień Programu zgodności wystąpi, lecz również dokonywać działań prewencyjnych, m.in. poprzez inicjowanie kontroli wdrożenia ww. postanowień. Z nadesłanego sprawozdania OSD wynika, że Inspektor ds. zgodności opracował i wykonał program kontroli przestrzegania Programu zgodności w terenowych jednostkach organizacyjnych spółki. Kontrola trwała od 1 lipca do 31 grudnia 2014 r. i obejmowała obszary związane z obsługą klienta, w tym usługą przyłączenia, usługą dystrybucyjną, zmianą sprzedawcy, rozpatrywaniem skarg i reklamacji, pomiarami i telemetrią oraz zarządzaniem ruchem sieci ponieważ w tych sferach, z uwagi na kontakt z klientem zewnętrznym, potencjalne ryzyko wystąpienia nieprawidłowości zostało ocenione jako najwyższe. Ponadto skontrolowano, czy na terenie kontrolowanych jednostek zachowana jest niezależność w kontaktach z otoczeniem poprzez stosowanie własnego logo zapewniającego odrębną tożsamość OSD od spółek prowadzących inną działalność w obrębie GK PGNiG S.A. Następnie sformułowano zalecenia pokontrolne mające na celu usprawnienie istniejących procesów oraz wyeliminowanie jakiegokolwiek ryzyka naruszenia postanowień Programu zgodności.

Z kolei z informacji uzyskanych od OSM Sp. z o.o. wynika, że kontrola przestrzegania postanowień Programu zgodności nastąpi w 2015 r., przy okazji wdrażania systemu ochrony informacji wrażliwych.

Dostępność Programu zgodności

W PSG Sp. z o.o. Program zgodności został opublikowany na stronie internetowej OSD i jest łatwy do wyszukania przez użytkowników, gdyż widnieje na stronie głównej witryny. Na stronie internetowej opublikowane są również adres e-mail i telefon do Inspektora ds. zgodności, za pomocą których osoby zainteresowane mogą zgłaszać pytania i uwagi dotyczące Programu zgodności. Również w OSM Sp. z o.o. Program zgodności jest łatwy do wyszukania na stronie internetowej operatora, jednak brak jest informacji o danych kontaktowych do Inspektora ds. zgodności. Wskazane jest by OSM Sp. z o.o., idąc za przykładem PSG Sp. z o.o., umieścił takie dane obok publikowanego Programu zgodności. Powyższa praktyka stwarza możliwość zadawania pytań Inspektorowi nie tylko przez pracowników spółki, ale również przez wszystkich użytkowników systemu, którzy są zainteresowani interpretacją postanowień Programu zgodności. Z kolei za dobrą praktykę zastosowaną w OSM Sp. z o.o. należy uznać udostępnienie na stronie internetowej Programu zgodności również w wersji angielskiej, co stanowi ułatwienie dla zagranicznych użytkowników systemu w interpretacji postanowień tego Programu.

Szkolenia

Prowadzone przez Inspektora szkolenia powinny obejmować przedstawienie celu i zakresu Programu, obowiązków operatora, obowiązków pracowników operatora, sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników oraz zasady wdrażania i monitorowania Programu. Z nadesłanych informacji wynika, że wszyscy pracownicy zostali przeszkoleni ze znajomości Programu zgodności dla PSG Sp. z o.o. Natomiast szkolenia dla nowo przyjętych pracowników odbywały się w ciągu miesiąca od momentu podjęcia pracy.

Szkolenia były prowadzone przede wszystkim w drodze bezpośrednich spotkań z uczestnikami. Poza ogólnymi ramami szkolenia, obowiązkowymi dla wszystkich pracowników, Inspektor ds. zgodności każdorazowo dostosowywał tematykę szkoleń do danego obszaru merytorycznego, który w związku z realizowanymi zadaniami służbowymi, znajdował się w sferze zainteresowania poszczególnych uczestników.

Przeszkoleni pracownicy składali oświadczenia dotyczące zapoznania się z Programem zgodności i zobowiązaniem do przestrzegania jego postanowień.

Ponadto w PSG Sp. z o.o. Inspektor ds. zgodności opracował centralny system e-learningowy, który stanowi alternatywną metodę szkolenia obok formy bezpośredniej. Mechanizm nauczania dostępny jest z poziomu wewnętrznego portalu dostępnego dla wszystkich pracowników spółki. Dodatkowo w PSG Sp. z o.o., w intranecie umieszczono dla pracowników wykaz najczęściej zadawanych pytań i odpowiedzi, aby ułatwić stosowanie Programu zgodności w praktyce.

W OSM Sp. z o.o. w 2014 r. prowadzono szkolenia pracowników w zakresie zmienionego w 2014 r. Programu zgodności. W 2015 r. szkolenia będą kontynuowane wobec pracowników, którzy na mocy zawartego porozumienia przeszli do operatora z PGNiG S.A. Oddział KPMG Mogilno w Pałędziu Dolnym oraz wobec nowych pracowników.

Działania usprawniające realizację podstawowych usług operatorów na rzecz użytkowników systemu

W 2014 r. w PSG Sp. z o.o. i OSM Sp. z o.o. zmieniono szereg regulacji w związku z wejściem w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi¹⁹⁾. Zgodnie z nowymi przepisami od 1 sierpnia 2014 r. rozliczenia za dostarczony gaz i świadczone usługi przesyłania, dystrybucji i magazynowania obowiązkowo prowadzone są w jednostkach energii (kWh) a nie jak wcześniej w jednostkach objętości (m³). Dostosowanie instrukcji i regulaminów operatorów pozwoli odbiorcom na łatwiejsze porównanie kosztów zużycia energii elektrycznej i gazu, jak i ułatwi działalność na rynku polskim zagranicznych sprzedawców, którzy w innych krajach UE dokonywali rozliczeń w m³. W OSM Sp. z o.o., w celu przybliżenia uczestnikom rynku ww. zmian zorganizowano warsztaty pt. „Nowy model rynku gazu w Polsce – zmiany Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania”.

¹⁹⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

Ponadto w PSG Sp. z o.o. wprowadzono jednolitą procedurę przyłączania odbiorców do sieci gazowej, którą zaktualizowano w grudniu 2014 r. w związku z wejściem w życie ustawy z 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta²⁰⁾.

Ochrona danych sensytywnych

W PSG Sp. z o.o. ochronę informacji sensytywnych realizowano w spółce w obszarach: administracyjnym, informatycznym i ochrony fizycznej. W 2014 r. kontynuowano integrację regulacji i systemów dotyczących ochrony danych sensytywnych, w tym celu wprowadzono do stosowania:

- instrukcję ochrony tajemnicy przedsiębiorstwa,
- politykę bezpieczeństwa danych osobowych,
- instrukcję dotyczącą sposobu i trybu przetwarzania informacji niejawnych oznaczonych klauzulą „Zastrzeżone” oraz zakresu i warunków stosowania środków bezpieczeństwa fizycznego w celu ich ochrony,
- politykę bezpieczeństwa w zakresie ochrony osób i mienia,
- instrukcję ochrony sensytywnych informacji handlowych.

W 2014 r. w PSG Sp. z o.o. polityka bezpieczeństwa danych osobowych była uzupełniana lokalnymi uregulowaniami poszczególnych Oddziałów, w zakresie nie objętym regulacją centralną. Obecnie trwają prace nad przyjęciem docelowej polityki bezpieczeństwa danych osobowych uwzględniającej nowelizację ustawy o ochronie danych osobowych jak i zmianę struktury organizacyjnej w sektorze bezpieczeństwa i ochrony informacji. W odniesieniu do instrukcji ochrony sensytywnych informacji handlowych należy podnieść, że Inspektor ds. zgodności uzyskał kompetencje w zakresie kwalifikowania określonej informacji jako sensytywnej informacji handlowej.

W OSM Sp. z o.o. w 2014 r. wprowadzono „Zasady bezpieczeństwa dla użytkowników obszaru teleinformatycznego”, które określają warunki, na jakich można wytwarzać, przetwarzać, przechowywać i przysyłać informacje w systemach i sieciach IT stosowanych w spółce. Ponadto podjęto decyzję o wdrożeniu Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji w oparciu o normę ISO/IEC 27001 – w 2015 r. planuje się kontynuację wdrażania tego systemu.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu

W PSG Sp. z o.o. Inspektor ds. zgodności, w celu szerszej i bardziej szczegółowej kontroli zadań wykonywanych w obszarze obsługi klienta, ustanowiony został organem opiniującym w postępowaniu skargowo-reklamacyjnym. Ponadto, w celu zwiększenia świadomości pracowników odnośnie zagadnień dotyczących równości i niedyskryminacji, Inspektor ds. zgodności sporządził dwa artykuły prasowe w czasopiśmie branżowym OSD – „Gazpress” oraz rozpowszechnił dokument zawierający dobre praktyki odnoszące się do relacji pracownika PSG Sp. z o.o. z odbiorcą w sprawach związanych z dostawami paliwa gazowego.

3.7. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

W trakcie kilku nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, zapisy art. 44 ulegały kilkakrotnym zmianom. Od 1 stycznia 2014 r. weszły w życie przepisy, które nakładają na przedsiębiorstwa energetyczne nowe, szersze obowiązki.

Zgodnie z art. 44 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania paliw gazowych, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,

²⁰⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 827.

a także do grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego. Natomiast ust. 2 ww. przepisu wskazuje, że przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do sporządzania i przechowywania, na zasadach i w trybie określonych w przepisach o rachunkowości, sprawozdania finansowego zawierającego bilans oraz rachunek zysków i strat za okresy sprawozdawcze, odrębnie dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, o których mowa powyżej.

Podkreślić należy, że zmianą wynikającą z ustawy nowelizującej jest konieczność poddania badaniu ww. sprawozdania finansowego także w zakresie zapewnienia równoprawnego traktowania odbiorców oraz eliminowania subsydiowania skrośnego pomiędzy działalnościami związanymi z dostarczaniem paliw gazowych.

Nowa redakcja art. 44 ustawy – Prawo energetyczne odpowiedzialnością za potwierdzenie prawidłowości prowadzonej ewidencji obciążyła biegłych rewidentów – posiadających odpowiednie kwalifikacje do przeprowadzenia tego typu audytu.

Z kolei do obowiązków Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

Podejmowane przez Prezesa URE działania w powyższym zakresie polegały głównie na sprawdzaniu sposobu realizacji tego obowiązku w postępowaniach o zatwierdzenie taryfy poprzez stosowne oświadczenia składane przez zarząd danego przedsiębiorstwa. W przypadku pozyskania informacji wskazujących, że przedsiębiorstwo nie wywiązuje się należycie z ustawowego obowiązku, zawartego w art. 44 ww. ustawy, Prezes URE na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne ma możliwość nałożenia kary pieniężnej na przedsiębiorstwo, które prowadzi ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 oraz zgodnie z dyspozycją art. 47 ust. 2 może również odmówić zatwierdzenia taryfy z uwagi na jej niezgodność z tymi przepisami.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, prowadzone jest także w OT URE, zasadniczo w trakcie postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych

W latach 2013–2014 nie stwierdzono przypadków prowadzenia ewidencji księgowej w sposób, który naruszałby przepisy art. 44 ustawy – Prawo energetyczne.

CZĘŚĆ II

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

1. Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym ze źródeł odnawialnych i kogeneracji

W latach 2013–2014 zgodnie z brzmieniem art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne wskazującym, że „uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej” przedsiębiorstwa zamierzające prowadzić działalność w zakresie przesyłania bądź dystrybucji energii elektrycznej zobligowane były do uzyskania koncesji w tym zakresie. Jako działalność infrastrukturalna, stanowiąca obszar monopolu naturalnego, a jednocześnie istotna ze względu na bezpieczeństwo dostaw i tym samym bezpieczeństwo energetyczne kraju poddawana jest reżimowi regulacyjnemu. Jednocześnie podmioty, które prowadziły działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej, lecz działalność ta nie nosiła znamion działalności gospodarczej, najczęściej ze względu na brak charakteru zarobkowego tejże działalności, mogły działalność taką prowadzić bez konieczności uzyskania koncesji. W analizowanym okresie taki model prowadzenia działalności dotyczył głównie podmiotów zajmujących się dystrybucją energii na terenie centrów handlowych, które w rozliczeniach za dostawy energii na rzecz swoich klientów stosowały zasady refakturowania.

Ustawa – Prawo energetyczne zobowiązywała przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w źródłach odnawialnych lub w kogeneracji, niezależnie od mocy zainstalowanej, do wystąpienia z wnioskiem do Prezesa URE o udzielenie koncesji na prowadzenie takiej działalności gospodarczej (wyjątkiem były biogazownie rolnicze, które zobligowane były do uzyskania wpisu do rejestru przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem biogazu rolniczego, prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego). W celu ułatwienia przedsiębiorcom przystąpienia do wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, na stronie internetowej urzędu opublikowane zostały materiały informacyjne, które posłużyć mają usprawnieniu procesu koncesjonowania.

Co istotne, ustawą z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw²¹⁾ został przywrócony mechanizm wsparcia jednostek kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (tj. jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW oraz jednostek kogeneracji innych niż wymienione w art. 9l ust. 1 pkt 1 i 1a ustawy – Prawo energetyczne).

Podkreślić jednocześnie należy, że zgodnie z ww. ustawą od 30 kwietnia 2014 r. nastąpiła zmiana zasad umarzania świadectw pochodzenia z kogeneracji. Zgodnie z nowym brzmieniem art. 9m ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, został zmieniony termin, do którego podmioty zobowiązane do wypełnienia obowiązku z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, mogą umorzyć świadectwa pochodzenia z kogeneracji (z 31 marca na 30 czerwca danego roku kalendarzowego). Ponadto wprowadzono „terminowość” świadectw pochodzenia z kogeneracji, które w obecnym stanie prawnym mogą być zaliczone do wypełnienia obowiązku jedynie za rok, w którym została wytworzona objęta nimi energia elektryczna w wysokosprawnej kogeneracji. Wyjątek od ww. zasady dotyczy świadectw pochodzenia z kogeneracji wydanych na skutek prawomocnego orzeczenia sądu (art. 5 ust. 4 ustawy z 14 marca 2014 r.), które uwzględnia się przy rozliczeniu wykonania obowiązku określonego w art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, za rok w którym świadectwo to zostało wydane.

Należy także nadmienić, że w 2014 r. URE w celu rozpowszechniania dostępu podmiotów zainteresowanych do „statystycznej” wiedzy na temat źródeł energii odnawialnej zlokalizowanych na terenie Polski, uwzględniając specyficzną sytuację na rynku świadectw pochodzenia, prezentował cyklicznie dane dot. OZE za pośrednictwem strony internetowej w wyodrębnionej zakładce potencjał krajowy OZE w liczbach (link: <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze>). Dodatkowo co kwartał była aktualizowana internetowa mapa Polski z naniesionymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną w źródłach odnawialnych. Mapa ta zrealizowana została w ramach projektu pt. „Opracowanie i rozpowszechnienie narzędzi oraz procedur regulacyjnych stosowanych w stosunku do sektora odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji” realizowanego w ramach projektu Transition Facility 2006/018-180.02.04 „Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”, współfinansowanego ze środków polskich i UE.

W 2013 r. poziom nowych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych zwiększył się o ok. 1094 MW w stosunku do 2012 r. Największe przyrosty odnotowano w elektrowniach wiatrowych. Przyrost nowych mocy w 2014 r. wyniósł natomiast ok. 518 MW, przede wszystkim w elektrowniach wiatrowych i biomasowych.

Tabela 19. Moce zainstalowane w OZE w latach 2012–2014*

Rodzaj źródła OZE	Moc zainstalowana [MW]		
	2012 r.	2013 r.	2014 r.
	[MW]	[MW]	[MW]
Elektrownie na biogaz	131,247	162,241	188,549
Elektrownie na biomasę	820,700	986,873	1 008,245
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	1,290	1,901	21,004
Elektrownie wiatrowe	2 496,748	3 389,541	3 833,832
Elektrownie wodne	966,103	970,128	977,007
Łącznie	4 416,088	5 510,684	6 028,637

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

Źródło: URE.

²¹⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 490.

Tabela 20. Instalacje OZE na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia 2014 r.

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Elektrownie na biogaz*	122,534	196
Elektrownie na biomasę	1 008,245	36
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	21,004	119
Elektrownie wiatrowe	3 833,832	931
Elektrownie wodne	977,007	756
Współspalanie**	-	44
Łącznie	5 962,622	2 082

* Nie uwzględnia danych dot. 58 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

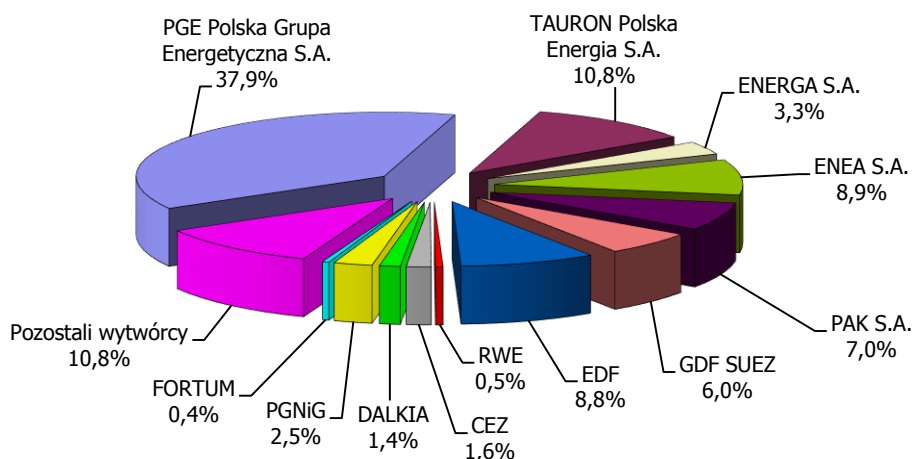
** Ze względu na różne przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji, nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

Źródło: URE.

2. Rynek wytwarzania

Największy udział w podsektorze wytwarzania w 2014 r. miała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia S.A. Przy czym udział grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w sektorze wytwarzania w 2014 r. kształtował się na poziomie 37,9%²²⁾ (w 2013 r. – 39,3%, spadek o 1,4 punktu procentowego). Udział grupy TAURON Polska Energia S.A. wyniósł w 2014 r. 10,8%, co oznacza spadek w porównaniu z 2013 r. o 2,8 punktu procentowego.

Rysunek 28. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2014 r.



Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji (tab. 21).

²²⁾ Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

Tabela 21. Stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI ²³⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2013	5	6	55,1	62,5	1 520,5	1 995,5
2014	5	6	53,6	57,7	1 441,0	1 823,1

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

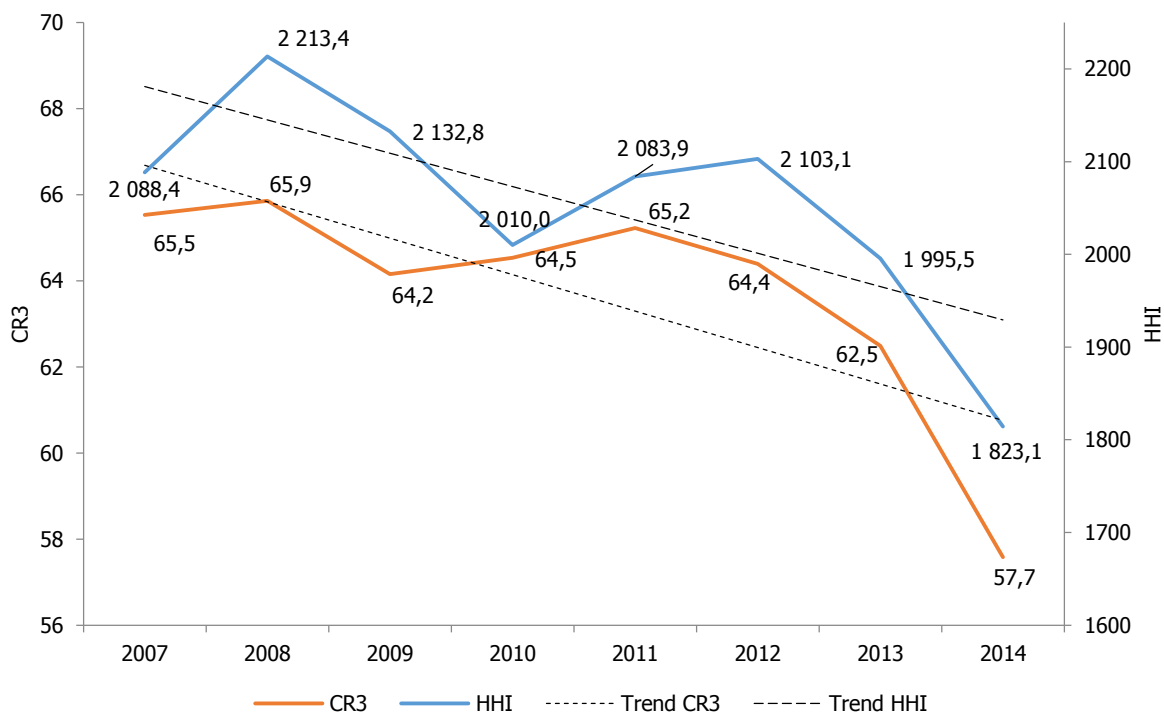
Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2014 r. wyniósł 57,7%. Jednocześnie w stosunku do roku poprzedniego wskaźnik ten wyraźnie spadł, tj. o 4,8 punktu procentowego. Podobną tendencję obserwuje się przy drugim wskaźniku – udziale trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – udział ten zmniejszył się w 2014 r. w stosunku do 2013 r. o 1,5 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponowali niewiele ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za mniej niż 60% produkcji energii elektrycznej w kraju. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, od 2014 r. po raz pierwszy pojawili się wytwórcy funkcjonujący w ramach grupy kapitałowej ENEA S.A. W poprzednich latach pozycję tę zajmowali wytwórcy skupieni w grupie kapitałowej EDF, posiadający nieznacznie wyższy udział w rynku niż grupa kapitałowa ENEA S.A.

Tendencja spadkowa wskaźnika HHI, mierzonego według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych) utrzymywała się nadal w 2014 r. Spadek tego wskaźnika był znaczący, bowiem zmniejszył się on w 2014 r. w porównaniu do 2013 r. odpowiednio o 5,2% i 8,6%. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji znajduje się w praktyce na granicy pomiędzy średnią i wysoką koncentracją, natomiast liczony dla mocy zainstalowanej – znajduje się znacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji. Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007–2014 została przedstawiona na rys. poniżej.

²³⁾ Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

Rysunek 29. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2014



Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że w dwóch ostatnich latach wskaźniki te uległy znacznemu zmniejszeniu. Jest to spowodowane w głównej mierze wzrostem produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, przede wszystkim wiatrowych, w krajowym bilansie produkcji tej energii. W 2014 r. do zmniejszenia wskaźnika koncentracji przyczyniła się także zmiana salda wymiany transgranicznej z eksportu na import, co wiąże się ze zmniejszeniem krajowej produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych w porównaniu do roku poprzedniego. Także w horyzoncie długoterminowym (lata 2007–2014) trend zmiany wskaźników koncentracji oraz udziału rynkowego trzech największych podmiotów jest malejący.

Stopień płynności rynku

Od 9 sierpnia 2010 r., tj. od daty wejścia w życie obowiązków, o których mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, czyli obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, można zaobserwować znaczne zwiększenie ilości energii elektrycznej dostępnej w obrocie publicznym. Wyrazem tego może być wzrost wolumenu obrotu na rynkach energii elektrycznej, na których sprzedaż, zgodnie z brzmieniem art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, stanowi wypełnienie obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej. Sprzedaż energii elektrycznej na wszystkich rynkach energii prowadzonych przez TGE S.A. znacząco wzrosła w latach 2010–2014. Zgodnie z danymi przedstawionymi w raportach TGE S.A. wolumen obrotu w 2010 r. na wszystkich jej rynkach wyniósł łącznie prawie 82 TWh, natomiast wolumen transakcji zawartych w 2014 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 186,7 TWh.

Część energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców podlegającej, na podstawie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, obowiązkowi publicznej sprzedaży może być pomniejszona o zwolnienia wymienione w art. 49a ust. 5 i 6 tej ustawy, tj. zwolnienia z tytułu m.in. energii elektrycznej dostarczanej od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się jej wytwarzaniem do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej, wytworzonej w odnawialnym źródle energii, wytworzonej w kogeneracji ze średnioroczną sprawnością przemiany wyższą niż 52,5%, zużywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem na potrzeby własne, niezbędnej do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w ustawie oraz wytworzonej w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej

- Analizując poziom cen na rynku hurtowym można dokonać następującego podziału:
- ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2014 r., kontraktowanej w większości w latach poprzednich (średnioroczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne),
 - ceny energii elektrycznej sprzedawanej i dostarczonej na rynku SPOT w 2014 r. np. mierzone indeksem IRDN24,
 - ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2014 r. na przyszłe okresy np. kontrakty typu BASE_Y-15.

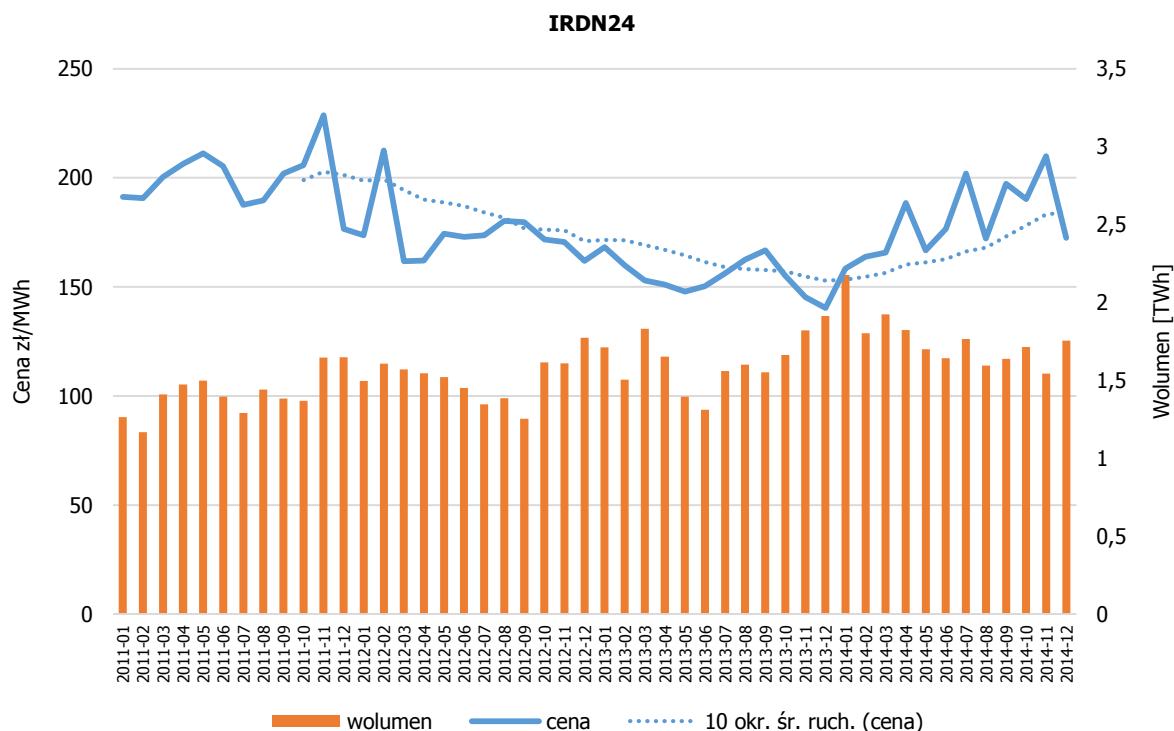
Do pierwszej kategorii cen wymienionych powyżej należy zaliczyć średnioroczną cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Poniższy rysunek przedstawia kształtowanie się cen na rynku spotowym – RDN, prowadzonym przez TGE S.A. Indeks IRDN24 przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Porównując średnie roczne ceny na RDN wzrosły one w 2014 r. w porównaniu do roku poprzedniego o 18,5%. Na rys. 30 przedstawiono kształtowanie się tych cen w latach 2011–2014.

Rysunek 30. Średnia miesięczna cena energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzona IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN [MWh]



10 okr. śr. ruch. – 10-cio okresowa średnia ruchoma

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Ceny na rynku terminowym TGE S.A.

W 2014 r. obserwowano wzrost cen energii elektrycznej na terminowym rynku energii. Odzwierciedleniem tej tendencji jest wzrost cen kontraktów terminowych BASE_Y-15 (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2015 r.), gdzie średnioważona wolumenem cena transakcyjna tego kontraktu w całym 2014 r. ukształtowała się na poziomie 169,25 zł/MWh. W porównaniu z 2013 r., gdzie cena kontraktów terminowych BASE_Y-14 zawieranych w 2013 r. z dostawą w roku następnym wyniosła 155,13 zł/MWh, można zaobserwować wzrost cen kontraktów terminowych o ok. 9%.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-15 w grudniu 2014 r. wyniosła 175,53 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów w grudniu 2013 r. wyniosła 158,40 zł/MWh, co oznacza wzrost tej ceny o 10,8% w 2014 r. w porównaniu do roku poprzedniego.

Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni. W 2013 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 181,55 zł/MWh, natomiast cena ta w 2014 r. wyniosła 163,58 zł/MWh. Jak wynika z powyższego średnia cena na rynku konkurencyjnym w 2014 r. spadła w stosunku do ceny w roku poprzednim o ok. 10%. Odnosząc wielkość średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2014 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest niższa niż średnia cena energii elektrycznej na rynku spot w 2014 r. (185,23 zł/MWh), i jednocześnie nieznacznie wyższa niż średnia cena transakcyjna, która ukształtowała się na rynku terminowym w 2014 r. (160,83 zł/MWh).

Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany do ogłoszenia w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 tego artykułu. Wolumen i średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w poszczególnych kwartałach 2013 i 2014 r. przedstawiały się następująco:

Kwartały	2013 r.	2014 r.
	średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]	średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]
I	195,52	158,14
II	194,77	164,70
III	196,35	167,92
IV	195,84	167,97

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2013 r. i 2014 r.

Jak wynika z powyższej tabeli średnia kwartalna cena energii elektrycznej nie podlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży wykazywała w 2014 r. tendencję rosnącą w poszczególnych kwartałach. Jednocześnie należy stwierdzić, że wysokość średniej ważonej ceny kwartalnej w 2014 r. (164,53 zł/MWh) jest nieznacznie wyższa od średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za 2014 r.

3. Przesyłanie lub dystrybucja

Energia elektryczna

W Polsce działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowych składających się na KSE wykonuje jeden podmiot – PSE S.A. Natomiast działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej na koniec 2013 r. i 2014 r. wykonywali przedsiębiorcy na podstawie odpowiednio: 182 i 178 koncesji udzielonych przez Prezesa URE.

Ustawa – Prawo energetyczne określa warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne).

Na koniec 2013 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało 154 OSD wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym pięciu wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych: PGE Dystrybucja S.A., Tauron Dystrybucja S.A., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. oraz RWE Stoen Operator Sp. z o.o. Pozostałych 149 OSD nie podlega obowiązkowi wydzielenia prawnego (wg ww. kryterium 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców). Na koniec 2014 r. wyznaczonych decyzjami Prezesa URE było natomiast 169 OSD. Przy tym znakomita większość OSD pełni swoje funkcje w ramach systemów nieprzyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej, lecz do sieci dystrybucyjnych owych pięciu prawnie wydzielonych operatorów.

Zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznaczony jest jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działający w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. W Polsce właścicielem sieci przesyłowej jest spółka PSE S.A. (do 9 stycznia 2013 r. pod nazwą: PSE Operator S.A.), na której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. Decyzją Prezesa URE z 28 maja 2013 r. okres obowiązywania koncesji został na wniosek przedsiębiorcy przedłużony do 31 grudnia 2030 r. Także do 31 grudnia 2030 r. PSE S.A. wyznaczony został operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej. Na koniec 2014 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej działał jeden OSP w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, określonej w art. 9 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE.

W omawianym okresie ocenie poddano spełnianie przez PSE S.A. kryteriów niezależności, określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. W toku postępowania, 9 kwietnia 2014 r., na podstawie art. 3 ust. 1 rozporządzenia 714/2009 oraz art. 10 dyrektywy, opinię w sprawie certyfikacji PSE S.A. wydała Komisja Europejska. W opinii tej Komisja wskazała na problem równoczesnego wykonywania przez Ministra Gospodarki praw z akcji posiadanych przez Skarb Państwa w spółce operatora przesyłowego i czterech spółkach, zajmujących się w ograniczonym zakresie wytwarzaniem, obrotem i dystrybucją energii elektrycznej. Komisja przyjęła wyjaśnienia Prezesa URE odnośnie ograniczonego ryzyka dyskryminacji innych użytkowników systemu przesyłowego przez PSE S.A., zaleciła jednak dalsze monitorowanie zakresu działalności tych spółek. Po rozpatrzeniu wniosku PSE S.A. w sprawie przyznania temu przedsiębiorstwu certyfikatu niezależności, Prezes URE decyzją Nr DRE-4710-2(13)/2013/2014/4988/ZJ z 4 czerwca 2014 r. uznał, że kryteria niezależności określone w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne zostały spełnione i przyznał przedsiębiorstwu certyfikat spełniania kryteriów niezależności. W lutym 2015 r. nadzór nad spółkami węglowymi przejął Minister Skarbu Państwa.

Paliwa gazowe

W świetle art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3). W ustawie wskazano również minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji (art. 35 ust. 1).

Na mocy art. 1 pkt 2 ustawy nowelizującej wprowadzony został do ustawy – Prawo energetyczne art. 4e¹. W myśl tego przepisu usługi przesyłania i dystrybucji paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego. Powyższy przepis wszedł w życie 28 sierpnia 2014 r., tj. po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia ustawy nowelizującej (art. 34 pkt 1). Od tego dnia przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu.

Nieprzestrzeganie powyższego przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną. W myśl art. 56 ust. 1 pkt 24a karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h świadczy usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

Przed wyznaczeniem danego podmiotu na operatora systemu Prezes URE dokonuje weryfikacji, czy kandydat na operatora spełniania wyżej wymienione kryteria określone w art. 9h ust. 7 ustawy oraz czy nie zachodzą przesłanki określone w art. 9h ust. 8.

Ponadto, jak wynika z art. 9h¹ ust. 1 Prezes URE może wyznaczyć operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu połączonego wyłącznie przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, albo w przypadku wskazanym w ust. 6.

Należy również odnotować, że zgodnie z art. 9h ust. 2 ustawy na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego i jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo jednego operatora systemu połączonego elektroenergetycznego. Co więcej, w myśl art. 9k ustawy operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Oznacza to, że jedynym podmiotem, które może obecnie pełnić funkcję OSP jest OGP Gaz-System S.A.

OGP Gaz-System S.A. wykonuje również obowiązki OSP na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest spółka System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A., na podstawie decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r.

W odniesieniu do OGP Gaz-System S.A. w 2014 r. prowadzone były dwa postępowania taryfowe. 18 czerwca 2014 r. została zatwierdzona taryfa tego przedsiębiorstwa na okres do 31 grudnia 2014 r., zawierająca stawki opłat przesyłowych odniesione do jednostek energii w miejsce dotychczas stosowanych stawek za jednostkę objętości.

17 grudnia 2014 r. została zatwierdzona taryfa OGP Gaz-System S.A. na 2015 r., będąca kolejną taryfą zawierającą stawki opłat przesyłowych za wejście do i wyjście z systemu przesyłowego. Stawki te zostały ustalone dla gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego, w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego na wejściu do oraz wyjściu z podziemnych magazynów gazu.

W taryfie tej udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych wzrósł zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego do 90%, z 85% w taryfie dotychczasowej. Stawki na punktach wejścia do i wyjścia z magazynów zostały ustalone z zachowaniem zasady przyjętej w poprzedniej taryfie, tzn. stawki te stanowią 20% stawek przesyłowych na punktach wejścia do i wyjścia z sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny.

W wyniku zatwierdzenia taryfy OGP Gaz-System S.A. w grudniu 2014 r. średnia stawka za usługi przesyłowe obliczona według stawek opłat ustalonych w taryfie na 2015 r. w stosunku do taryfy dotychczasowej (dla planowanej do taryfy ilości paliw gazowych i mocy umownych) wzrosła o 6,4%. Podwyżka ta wynikała ze znaczącego wzrostu wartości majątku tego przedsiębiorstwa (o ok. 25%), co wiąże się z realizacją intensywnego planu inwestycyjnego, którego celem jest poprawa bezpieczeństwa Polski w zakresie zaopatrzenia w paliwo gazowe. Wraz ze wzrostem wartości majątku rośnie poziom kosztów uzasadnionych stanowiących podstawę kalkulacji taryfy, w części odzwierciedlającej wynagrodzenie dla kapitału zaangażowanego w prowadzenie działalności.

W zakresie prowadzenia działalności dotyczącej dystrybucji paliw gazowych, na koniec 2013 r. ważnych było 53 koncesje, z kolei na koniec 2014 r. liczba ważnych koncesji wyniosła 54.

W 2014 r. Prezes URE zakończył wszystkie postępowania administracyjne w sprawie wyznaczania operatorów systemów gazowych wszczęte bezpośrednio wskutek nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, dokonanej ustawą zmieniającą, która weszła w życie 11 marca 2010 r. Ponadto proces wyznaczania operatorów systemów obejmował również postępowania toczące się w stosunku do podmiotów, które uzyskały stosowne koncesje w 2014 r. lub wcześniej.

Na terytorium RP według stanu na 31 grudnia 2014 r. funkcjonował jeden OSD gazowy podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego *unbundlingu*. Tym podmiotem była spółka PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG S.A. Wykonuje ona działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Ponadto 49 przedsiębiorstw energetycznych wykonywało funkcje OSD o charakterze lokalnym. W 2014 r. Prezes URE wyznaczył jedenastu lokalnych OSD gazowych oraz przedłużył dwóm lokalnym OSD gazowym okres obowiązywania decyzji wyznaczającej na OSD.

W odniesieniu do PSG Sp. z o.o., w 2014 r. Prezes URE podejmował dwukrotnie decyzje w sprawie taryfy tego przedsiębiorstwa. Pierwsza, z 18 czerwca 2014 r., zatwierdzała taryfę dostosowaną do prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii. Drugie postępowanie – zakończone w grudniu 2014 r. – dotyczyło ustalenia taryfy tego przedsiębiorstwa na 2015 r. W wyniku zatwierdzenia ww. taryfy średnia stawka za usługi dystrybucji paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych do sieci PSG Sp. z o.o. wzrosła od 1 stycznia 2015 r. o 3% dla odbiorców gazu wysokometanowego, o 2,9% dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i o 2,25% dla odbiorców gazu zaazotowanego Ls. Przyczyną wzrostu opłat dystrybucyjnych był wzrost wartości majątku tego przedsiębiorstwa.

W ustawie nowelizującej ustanowione zostały nowe zasady *unbundlingu* OSP oraz OSD, mające na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej oraz działalności dystrybucyjnej od działalności związanych z wydobywaniem lub sprzedażą gazu ziemnego.

W ustawie nowelizującej wskazano również, że zapewnienie przez OSP oraz OSD spełnienia kryteriów niezależności, o których mowa w zmienionym art. 9d ustawy – Prawo energetyczne jest wymagane w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tj. do 11 marca 2014 r.

Niedostosowanie się do wymogów *unbundlingu* sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle art. 56 ust. 2 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2.

Zakres działalności, którą może wykonywać OSP gazowy uregulowano w art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z:

- 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo
- 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Ponadto, jak stanowi art. 9d ust. 1a ww. ustawy w celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może:

- 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony,
- 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną,
- 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

Prezes URE w toku postępowania o przyznanie OSP certyfikatu spełniania kryteriów niezależności dokonuje analizy i ustala, czy powyższe warunki i kryteria niezależności są przez OSP spełniane.

Ustawa reguluje również zakres niezależności operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. Zgodnie z art. 9d ust. 1d tej ustawy OSD będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej. Ponadto w celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ww. ustawy).

Co więcej, jak stanowi art. 9d ust. 1h ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

W ustawie przewidziano również zakres zwolnień z obowiązków *unbundlingu* dla OSD gazowych. Zgodnie z art. 9d ust. 7 ww. ustawy obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

Jednostki energii

W obszarze rozliczeń związanych z dostarczaniem paliw gazowych do odbiorców, 1 sierpnia 2014 r. dokonała się istotna zmiana związana z zastąpieniem dotychczas stosowanych jednostek objętości jednostkami energii. Powyższa zmiana wynikała z przepisu zawartego w § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Przed wskazaną datą taryfy przedsiębiorstw gazowniczych zostały dostosowane do prowadzenia rozliczeń zgodnie z nowymi przepisami. Dostosowanie cen i stawek opłat wyrażanych do 31 lipca 2014 r. w zł/m³ lub zł/m³/h za godzinę, polegało na ich podzieleniu przez współczynnik konwersji. Współczynnik ten stanowi iloraz ciepła spalania i liczby 3,6. Natomiast ciepło spalania jest parametrem jakościowym wyznaczanym na podstawie pomiarów składu gazu wykonywanych na sieci gazowej przy pomocy chromatografów i publikowanym przez operatora sieci gazowej na jego stronie internetowej. Ze względu na mieszanie się w sieci gazu pochodzącego z różnych kierunków: kopalń, magazynów oraz instalacji uzdatniania, wartość jego ciepła spalania w różnych punktach sieci gazowej istotnie się różni.

Dlatego, dostosowując ceny gazu i stawki opłat przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych do prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii, w celu uniknięcia ich geograficznego zróżnicowania przyjęto jedno, w skali całego kraju, ciepło spalania. Z drugiej strony rozwiązanie to skutkowało tym, że opłaty odbiorców pobierających gaz w punktach sieci, w których ciepło spalania było wyższe od przyjętego do przeliczenia cen i stawek opłat, od 1 sierpnia 2014 r. były wyższe (do ok. 1%) niż te, którymi byli obciążani przed tą datą. Ci zaś, którym dostarczany jest gaz o cieple niższym niż przyjęte do tego przeliczenia, od ww. terminu będą płacić mniej (do ok. -1%).

Należy przy tym podkreślić, że przed 1 sierpnia 2014 r. odbiorcy pobierający gaz o wyższej wartości energetycznej byli beneficjentami systemu rozliczeń opartego na jednostkach objętości. Rozliczenia oparte o jednostki energii eliminują takie sytuacje.

4. Przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców

Najczęstszymi przeszkodami w rozwoju odnawialnych źródeł energii przedstawianymi przez inwestorów są kwestie związane z dopuszczalnością lokalizacji źródła. W praktyce gminy bardzo często nie mają uchwalonych miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, co aktualizuje potrzebę pozyskania decyzji o warunkach zabudowy i znacznie wydłuża procedurę postępowania już na wstępnym etapie przygotowania inwestycji. Częsty problem stanowi także to, że mimo sporządzenia dla danego obszaru miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, zapisy tego planu budzą wątpliwości w zakresie dopuszczalności lokalizacji źródła energii, w tym w szczególności źródła odnawialnego. Skutkiem niejasno sformułowanych ram w zakresie dopuszczalności lokalizacji jednostek wytwórczych na danym terenie są także występujące konflikty społeczne.

Innym obszarem hamującym rozwój energetyki odnawialnej są bariery administracyjne związane z czasochłonnymi i skomplikowanymi procedurami dotyczącymi m.in. procedury zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, uzgadniania kwestii środowiskowych, uzyskania pozwolenia na budowę oraz szerokie ograniczenia terytorialne związane z obszarami prawnie chronionymi, wyłączonymi z zabudowy energetycznej.

Równie istotną barierę wskazywaną przez inwestorów stanowi niedostateczny rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej powodujący brak wystarczających mocy przyłączeniowych (co przekłada się na ustawową przesłankę odmowy przyłączenia do sieci, tj. brak istnienia warunków technicznych). Kolejnym istotnym problemem – dziś już w zasadzie o charakterze historycznym w związku z linią orzecznictwem, jak również zmianami wprowadzonymi ustawą o OZE – było nakładanie na przyłączanego wytwórcę obowiązków związanych z rozbudową (przebudową) sieci, a także budową i eksploatacją przyłącza, co czyniło koszty przyłączenia niewspółmiernie wysokimi w odniesieniu do kosztu urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej.

Podmioty ubiegające się o przyłączenie zwracają również uwagę na brak jednolitej i spójnej metodologii rozpatrywania wniosku o wydanie warunków przyłączenia oraz kształtowania treści umowy, przejawiający się w braku konsekwencji w odniesieniu do pojęcia kompletności wniosku o przyłączenie oraz w dowolności i uznaniowości w określaniu zakresu obowiązków podmiotu przyłączanego.

CZĘŚĆ III

Propozycje zmian przepisów prawa

Energia elektryczna

W świetle dotychczasowej praktyki i zagadnień zaistniałych na gruncie rozstrzyganych sporów wyłaniają się co najmniej dwa zagadnienia, które winny zostać uregulowane w sposób normatywny. W pierwszej kolejności należy zauważyć, że OSD nadal napotyka na liczne trudności związane z posadowieniem infrastruktury elektroenergetycznej na cudzych gruntach. Rozwiązaniem tego problemu wydaje się być projektowana ustawa o korytarzach przesyłowych. Przedłużające się jednak prace legislacyjne wywierają negatywny wpływ na ww. kwestię. Ponadto, nowa ustawa o odnawialnych źródłach energii z 20 lutego 2015 r. wprowadza uregulowania prawne dotyczące przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w szczególności nakładające na operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych obowiązki prowadzące do poszukiwania rozwiązań, w celu jak najszybszego przyłączenia odnawialnych źródeł energii. Unormowania prawne wynikają zarówno z orzecznictwa sądów, w tym Sądu Najwyższego, jak i doświadczeń regulatora. Jednakże obecnie za wcześnie jest, aby podejmować próbę oceny tychże przepisów, albowiem praktyczne ich zastosowanie potwierdzi słuszność przyjętych rozwiązań legislacyjnych.

Jednocześnie pożądanym rozwiązaniem – w szczególności z punktu widzenia dystrybutorów energii elektrycznej – wydaje się nadanie rangi ustawowej regulacjom dotyczącym procesu zmiany sprzedawcy. Kwestia ta, szczególnie istotna z punktu widzenia liberalizacji rynku energii elektrycznej, winna bowiem mieć oparcie w powszechnie obowiązujących przepisach prawa.

Paliwa gazowe

Oceniając funkcjonowanie ustawy o zapasach w kontekście przepisów dotyczących bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego, odnotować należy następujące kwestie problemowe, wymagające podjęcia działań legislacyjnych:

- 1) niewdrożenie instytucji autoryzowanego audytora w dziedzinie energetyki przemysłowej, o którym mowa w art. 58 ust. 7-14 ustawy o zapasach, upoważnionego, w szczególności, do weryfikacji informacji podanych przez odbiorców na potrzeby opracowania przez operatorów planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego w zakresie minimalnych ilości gazu ziemnego, których pobór nie powoduje zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych,
- 2) braki w regulacji kwestii procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, tj. procedur mających zastosowanie w przypadku: wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Obowiązek posiadania takich procedur nałożony został na przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom oraz podmioty zlecające świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego. Procedury takie zatem mają być jednym ze środków zapewniających bezpieczeństwo paliwowe państwa, zdefiniowane w ustawie o zapasach, w zakresie gazu ziemnego, jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki. Na wagę rzeczonych procedur zwraca także uwagę Minister Gospodarki w dokumentach o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, a opracowanych na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) Nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE²⁴⁾, tj. w Planie Działań Zapobiegawczych oraz w Planie na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. Problem stanowi to, że ustawa o zapasach nie precyzuje terminu, w jakim obowiązane podmioty mają opracować te procedury, nie stanowi jaki organ ma kontrolować posiadanie tych procedur czy też ich treść, ani nie ustanawia sankcji za brak posiadania takich procedur. Uwzględniając wagę takich procedur dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego rozważyć należy zmianę ustawy o zapasach poprzez dodanie przepisów określających ww. kwestie,
- 3) nieuwzględnienie w ustawie o zapasach wdrożenia od 1 sierpnia 2014 r. (zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi) systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii, co oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości – w zakresie określenia kryterium możliwości uzyskania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o którym mowa w art. 24 ust. 5-6 tej ustawy. Proponowane rozwiązanie może polegać na podaniu w ustawie o zapasach relewantnej wielkości przywozu gazu ziemnego wyrażonej w jednostkach energii,
- 4) nieuwzględnienie w wydanym na podstawie ustawy o zapasach rozporządzeniu Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego²⁵⁾, wdrożenia od 1 sierpnia 2014 r. systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii (zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi). Obowiązek ten oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach energii zamiast w jednostkach objętości, co powoduje, że plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przedkładane Prezesowi URE do zatwierdzenia do 15 listopada każdego roku, powinny być wyrażone w jednostkach energii. Problemem jest jednak to, że przepisy ww. rozporządzenia Rady Ministrów nadal określają kryterium podlegania ograniczeniom w poborze gazu ziemnego poprzez odniesienie do sumy mocy określonych w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, o wartości co najmniej 417 m³/h dla danego punktu wyjścia, a zatem wielkości wyrażonej w jednostkach objętości. Istniejący stan braku korelacji pomiędzy przepisami ww. rozporządzeń, po zaprzestaniu wyrażania wielkości umownych i rozliczeniowych w jednostkach objętości, powodować może problemy z właściwym wskazaniem odbiorców podlegających ujęciu w planach wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowywanych przez

²⁴⁾ Dz. U. UE L z 12.11.2010 r. Nr 295, s. 1.

²⁵⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

operatorów systemów gazowych oraz określaniem wielkości w poszczególnych stopniach zasilania. Rozwiązanie tego problemu może polegać na podaniu w ww. rozporządzeniu Rady Ministrów wartości granicznych określonych w jednostkach energii (kWh/h), odpowiadających wartości 417 m³/h, dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, przy której dany odbiorca powinien być ujęty w danym planie ograniczeń. Dodatkowo rozporządzenie powinno precyzować sposób określania maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania wyrażanych w jednostkach energii, np. poprzez wskazanie, że należy przyjmować rozliczeniowe wartości ciepła spalania z poprzedniego roku gazowego dla danego Obszaru Rozliczeniowego Ciepła Spalania, na terenie którego położony jest punkt wyjścia z systemu gazowego danego odbiorcy.

Wydaje się także konieczna zmiana przepisów w zakresie przyłączania podmiotów do sieci, która ograniczyłaby nieograniczoną możliwość przełączania się odbiorców z jednej sieci na drugą (z sieci dystrybucyjnej na sieć przesyłową oraz z jednej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej na drugą). Takie działania odbiorców (przełączenie się z jednej na drugą sieć) generują trudne do przeniesienia przez pozostałych odbiorców koszty i w konsekwencji powodują nadmierny wzrost kosztów przesyłania/dystrybucji.

Obszarem, w którym również zasadne byłoby wprowadzenie zmian legislacyjnych jest proces wyznaczania operatorów systemów gazowych, tj. m.in. OSP i OSD. Obecnie, w związku z treścią art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne, usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego. Oznacza to, że każdy przedsiębiorca, który zamierza prowadzić działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych zobowiązany jest przed rozpoczęciem tej działalności do uzyskania zarówno stosownej koncesji, jak i statusu operatora systemu. Posiadanie koncesji na powyższe rodzaje działalności nie upoważnia koncesjonariuszy do wykonywania działalności nimi objętej. W efekcie uzyskanie niezbędnych uprawnień umożliwiających świadczenie wymienionych wyżej usług staje się procesem długotrwałym. W związku z powyższym zasadne wydaje się wprowadzenie zmian legislacyjnych, które umożliwią połączenie uprawnień wynikających z koncesji i wyznaczenia operatorem systemu w ramach jednego aktu administracyjnego. Udzielenie koncesji na powyższe rodzaje działalności powinno być warunkowane także spełnieniem przez wnioskodawcę kryteriów pozwalających na wyznaczenie go operatorem danego systemu gazowego.

Pożądanym jest również dostosowanie art. 16 ustawy – Prawo energetyczne do art. 14 dyrektywy gazowej 2009/73.

Istotne dla dalszego rozwoju rynku gazu jest także dostosowanie przepisów rozporządzenia dywersyfikacyjnego do aktualnego stanu rozwoju rynku gazu ziemnego – kwestia ta była przedmiotem szeregu wystąpień Prezesa URE do Ministra Gospodarki.

Ponadto, zdaniem przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego, z uwagi na zwiększający się popyt na paliwo gazowe oraz likwidację „wąskich gardeł” w systemie dystrybucyjnym, winno się usprawnić proces projektowania i budowy gazociągów. Wskazano na uchwalenie tzw. ustawy korytarzowej, która umożliwiłaby szybszą i sprawniejszą realizację nowych inwestycji, poprzez ustalenie zasad korzystania z nieruchomości na cele związane z posadowieniem infrastruktury gazowej.

Istotnym postulatem jest nałożenie na podmioty działające jako operator systemu magazynowania lub operator systemu skraplania gazu ziemnego obowiązku przedkładania Prezesowi URE instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji. Instrukcje te powinny podlegać zatwierdzeniu poprzez wydanie przez Prezesa URE decyzji administracyjnej. Dzięki wprowadzeniu powyższego obowiązku, Prezes URE będzie miał możliwość kontroli realizacji zasady niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich, zasad przyłączania do instalacji oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Wymienione powyżej działania są kluczowe w zakresie postępującego procesu liberalizacji rynku gazu ziemnego. Wyjątek od tej reguły powinna stanowić sytuacja, w której operator systemu skraplania gazu ziemnego będzie operatorem na instalacjach skroplonego gazu ziemnego o łącznej zdolności regazyfikacji oraz skraplania nie wyższej niż 150 mln m³ rocznie. Zastosowanie takiego wyjątku jest uzasadnione ze względu na analogiczne uregulowania w odniesieniu do małych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Kolejnym postulatem *de lege ferenda* jest wprowadzenie mechanizmu ustalania maksymalnych limitów alokacji zdolności w poszczególnych punktach połączeń transgranicznych w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi oraz posiadającymi dominującą pozycję na rynku do polskiego systemu prawnego. Ze względu na ak-

tualny kształt rynku gazu w Polsce (istnienie dominującego przedsiębiorstwa energetycznego), koniecznym wydaje się podjęcie działań mających na celu dalszą liberalizację tego rynku. Wprowadzenie limitów alokacji zdolności na poszczególnych punktach połączeń transgranicznych uniemożliwi przedsiębiorcy dominującemu sztuczne „blokowanie” zdolności a co za tym idzie ograniczanie dostępu mniejszym przedsiębiorstwom do rynku. Aktualnie wprowadzone do IRiESP Gaz-System S.A. mechanizmy (długoterminowa zasada „wykorzystaj lub strać”) umożliwiają wprowadzić „odebranie” niewykorzystywanej zdolności przedsiębiorstwu, jednakże są one działaniem *a posteriori* – opartym na zachowaniu przedsiębiorcy w danym okresie czasu. Postulowana zmiana pozwoliłaby Prezesowi URE podjąć działanie *a priori* – bez konieczności badania przesłanek dla zaistnienia długoterminowej zasady „wykorzystaj lub strać”. Należy zauważyć, że działanie takie wspierać będzie w wysokim stopniu rozwój liberalnego rynku gazu.

Prezes URE powinien zostać uprawniony do ustalania instrukcji przygotowywanych przez operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (działających zarówno na rynku energii elektrycznej, jak i gazu ziemnego), a także operatorów systemu magazynowania oraz operatorów systemu skraplania gazu ziemnego. Uprawnienie to powinno być realizowane w przypadku, gdy operator mimo wezwania nie przedkłada instrukcji do zatwierdzenia lub przedkłada instrukcję niespełniającą wymagań określonych w obowiązujących przepisach prawa. Powyższe rozwiązanie ma na celu uniknięcie rozbieżności między treścią instrukcji, a obowiązującymi przepisami prawa. Doświadczenie w zakresie procedowania nad treścią instrukcji wskazuje na celowość wprowadzenia takiego rozwiązania, co bezsprzecznie zwiększy efektywność i szybkość wdrażania regulacji krajowych i unijnych do instrukcji ruchu i eksploatacji operatorów. Należy podkreślić, że korzystanie z powyższego uprawnienia Prezesa URE możliwe byłoby jedynie w wypadku braku aktywności ze strony operatora. Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE jest zobowiązany do kontroli realizacji przez uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków nałożonych na nich przez rozporządzenie 714/2009. Ponadto, art. 23 ust. 2 pkt 11a ustawy – Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE identyczne zobowiązanie w odniesieniu do obowiązków nałożonych na uczestników rynku paliw gazowych przez rozporządzenie 715/2009. Ponadto, zgodnie z art. 1 rozporządzenia 715/2009, jego celem jest m.in. ustanowienie niedyskryminacyjnych zasad określających warunki dostępu do instalacji LNG oraz instalacji magazynowych.

Propozycje zmian legislacyjnych w zakresie przepisów prawa regulujących działalność OSD w szczególności w zakresie przyłączenia do sieci OZE

Odnosząc się do propozycji zmian legislacyjnych dotyczących przyłączenia do sieci należy zauważyć, że biorąc pod uwagę dotychczasową praktykę i orzecznictwo w tym zakresie należałoby dokonać zmian w treści art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne poprzez wyraźne rozdzielenie zasad dotyczących przyłączenia odbiorców od zasad przyłączenia jednostek wytwórczych, w tym odnawialnych źródeł energii do sieci. Aktualne brzmienie tego przepisu powoduje, że przesłanki przyłączenia adekwatne jedynie dla odbiorcy są przenoszone w orzecznictwie i to bardzo niejednolicie na źródła i odwrotnie. Bieżące uregulowania prawne nie dokonują bowiem dystynkcji pomiędzy przyłączeniem odbiorcy a przyłączeniem jednostki wytwórczej, co budzi duże problemy interpretacyjne. Jest to sytuacja utrudniająca możliwość skutecznego prowadzenia postępowań administracyjnych w trakcie rozstrzygania sporów o przyłączenie, jak również na etapie dobrowolnego negocjowania warunków umowy o przyłączenie.

Oceniając obowiązujące przepisy regulujące *stricte* kwestie przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii, w szczególności należy zasygnalizować zasadność zmiany przepisu art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, który zawiera publicznoprawny obowiązek w zakresie zapewnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie m.in. na warunkach i zasadach określonych w założeniach i planach, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy (gminne projekty i plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe). Należy wskazać, że aktualne orzecznictwo sądowe dotyczące przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii jednoznacznie wskazuje, że ekonomiczne warunki przyłączenia istnieją w przypadku gdy dana inwestycja przyłączeniowa została umieszczona w projektach lub planach, o których mowa w art. 19 i 20 ustawy – Prawo energetyczne. Przy tym jak wynika z analizy obowiązujących przepisów, faktycznym gwarantem istnienia ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci jest plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, ponieważ poprzez jego uzgodnienie Prezes

URE gwarantuje wynagrodzenie zamieszczonych w nim inwestycji, w tym przyłączeniowych poprzez zatwierdzenie taryfy.

W powyższym aspekcie, należy dążyć do zmiany obowiązujących przepisów w ten sposób, aby publicznoprawny obowiązek finansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii budowy i rozbudowy sieci w tym na potrzeby przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie dotyczył tych inwestycji, które są wpisane do opracowanego i uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne. Odnoszenie publicznoprawnych obowiązków przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych w zakresie finansowania inwestycji przyłączeniowych i rozwojowych umieszczonych w projektach i planach gminnych, o których mowa wyżej jest całkowicie niezasadne i niewłaściwe. Należy przy tym wskazać, że zarówno praktyka poszczególnych OSD, jak i analiza orzecznictwa sądowego wskazuje na brak związku projektów i planów gminnych z oceną technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci gazowej lub elektroenergetycznej, dotyczy to w szczególności odnawialnych źródeł energii. Nie zmienia to faktu, że jak długo przepis ten pozostaje w jego aktualnym kształcie, to orzecznictwo stosuje go językowo odwołując się do planów gminnych. Natomiast, co do rozwoju i funkcjonowania tych źródeł na terenie poszczególnych gmin, to projekty i plany gminne (jeżeli są sporządzone) nie zawierają z reguły zapisów albo zawierają zapisy bardzo ogólne, co uniemożliwia domaganie się realizacji odpowiednich inwestycji sieciowych. Powoduje to sytuację, w której przepis art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne w odniesieniu do przyłączania źródeł odnawialnych pozostaje przepisem blokującym przyłączanie w trybie publicznoprawnego obowiązku. Należy przy tym wskazać także, że duże znaczenie dla realizacji obowiązków przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych i energii elektrycznej w zakresie finansowania budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania nowych podmiotów mają dokumenty dotyczące zagospodarowania przestrzennego regulujące kwestie związane z możliwością lokalizacji zarówno źródeł wytwórczych, jak i sieci. Ma to również znaczenie w aspekcie roli, jaką pełni plan rozwoju przedsiębiorstwa, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, który jest opracowywany z uwzględnieniem miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

Pozostałe zmiany

Obecnie istnieje potrzeba ciągłego wypracowywania i wdrażania mechanizmów prawnych, które jeszcze bardziej chroniłyby konsumenta na rynku obrotu energią elektryczną. W ramach regulacji *lex specialis*, zawieranych w prawie energetycznym, możliwe byłoby wdrożenie przepisów zakazujących zawierania umów z konsumentami na czas określony, dłuższy niż 12 miesięcy.

Konsekwencją wdrożenia prawa UE do systemu prawa polskiego, była nowelizacja Prawa energetycznego, skutkiem której wymuszone zostało rozdzielenie przedsiębiorstw energetycznych, m.in. doszło do rozdzielenia działalności dotychczas jednego przedsiębiorstwa energetycznego na przedsiębiorstwo dystrybucji i przedsiębiorstwo obrotu. Tym samym dochody pobierane z obrotu paliwem gazowym i energią elektryczną nie są uwzględniane przy ocenie efektywności ekonomicznej przyłączenia, wymaganej na podstawie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Powyższe spotyka się z niezrozumieniem ze strony obywateli, ubiegających się o przyłączenie. W kontekście tego może wydawać się zasadne wypracowanie i wdrożenie do Prawa energetycznego mechanizmu partycypacji przedsiębiorstw obrotu w kosztach, związanych z przyłączaniem odbiorców do sieci gazowej i elektroenergetycznej.

W związku z licznymi zmianami ustawy – Prawo energetyczne, w szczególności przepisów dotyczących przyłączania do sieci elektroenergetycznej, pilne i konieczne jest wyeliminowanie sprzeczności pomiędzy ustawą – Prawo energetyczne, a rozporządzeniem w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W szczególności zasadne byłoby usunięcie z rozporządzenia § 9 regulującego terminy wydawania warunków przyłączenia z uwagi na odmienne (i sprzeczne) brzmienie z art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne, czy też dostosowanie, do aktualnego brzmienia ustawy, zapisu dotyczącego rozpoczęcia biegu terminu ważności warunków przyłączenia.

Warte rozważenia są także: zmiana przepisów dotyczących art. 6b ustawy – Prawo energetyczne poprzez rozszerzenie ochrony, jaką objęty jest odbiorca w gospodarstwie domowym, także na pozostałych odbiorców paliw i energii oraz wprowadzenie przepisów ułatwiających przedsiębiorstwom energetycznym inwestowanie w infrastrukturę energetyczną.

4 maja 2015 r. weszły w życie przepisy ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii²⁶⁾. Tym samym, w sposób kompleksowy zostały uregulowane aspekty wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii. Ponadto, ustawa wprowadziła liczne zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, zmieniły się m.in. wymogi dotyczące prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w OZE – która w zakresie generacji małoskalowej (mikroinstalacje i małe instalacje) nie wymaga koncesjonowania. Z uwagi na krótki termin wejścia w życie tej istotnej nowelizacji w sferze prawa energetycznego, trudno jest w chwili obecnej ocenić, czy i w jakim zakresie zachodzi jeszcze potrzeba zmiany tych przepisów.

²⁶⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 478.