

Raport Krajowy

Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki

2015

Lipiec 2015

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu	5
1. Słowo wstępne	7
2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i gazu	9
3. Rynek energii elektrycznej	14
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych	14
3.1.1. Unbundling	14
3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu	17
3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych	23
3.1.4. Kwestie transgraniczne	25
3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym	31
3.2. Promowanie konkurencji	39
3.2.1. Rynek hurtowy	39
3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	43
3.2.2. Rynek detaliczny	45
3.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	45
3.2.2.2. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji	48
3.3. Bezpieczeństwo dostaw	51
3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	51
3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze	55
3.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców	59
4. Rynek gazu ziemnego	60
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych	60
4.1.1. Unbundling	60
4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu	65
4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych i instalacji LNG	72
4.1.4. Kwestie transgraniczne	73
4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym	83
4.2. Promowanie konkurencji	86
4.2.1. Rynek hurtowy	86
4.2.2. Rynek detaliczny	89
4.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji	89
4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji.....	91
4.3. Bezpieczeństwo dostaw	92
4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	92
4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy	93
4.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców	94
5. Ochrona konsumentów oraz rozstrzyganie sporów w sektorach energii elektrycznej i gazu	97
5.1. Ochrona konsumentów	97
5.2. Rozstrzyganie sporów	102

Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
b.d.	brak danych
Dyrektywa 2009/72/WE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. U. UE L 2009.211.55)
Dyrektywa 2009/73/WE	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L 2009.211.94)
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.
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
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
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
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.
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 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.)

1. SŁOWO WSTĘPNE

Rok 2014 był kolejnym rokiem zmian na rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce. Na procesy zachodzące na krajowym rynku energii istotny wpływ miały wprowadzone w ostatnich latach zmiany w prawodawstwie krajowym, w tym kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne.

I tak w 2014 r. zostały przyznane certyfikaty spełniania warunków i kryteriów niezależności PSE S.A. (4 czerwca 2014 r.) oraz OGP Gaz-System S.A. w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na sieciach własnych (22 września 2014 r.). Był to pierwszy w Polsce certyfikat niezależności przyznany OSP gazowemu. W marcu 2014 r. wpłynął do URE drugi wniosek OGP Gaz-System S.A., który dotyczył certyfikacji w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu jamalskiego stanowiącego własność SGT EuRoPol GAZ S.A. Postępowanie to ze względu na skomplikowany charakter nie zostało zakończone w 2014 r.

Budowa wspólnego rynku wymaga od regulatorów podejmowania szeregu skoordynowanych działań na rzecz integracji poszczególnych rynków krajowych, zwiększania możliwości wymiany transgranicznej oraz bezpieczeństwa dostaw. Do najważniejszych w zakresie rynku gazu należały m.in.: wydanie przez polskiego regulatora w dniu 24 czerwca 2014 r. decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącej realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Czechy, a następnie 28 listopada 2014 r. decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącej realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja.

W odniesieniu do rynku energii elektrycznej w ramach prac w regionie CEE w lutym 2014 r. podpisane zostało Memorandum of Understanding (MoU). Sygnatariuszami porozumienia byli regulatorzy, operatorzy systemów przesyłowych oraz giełdy energii z regionu CEE. Na jego podstawie strony zobowiązały się do utworzenia wspólnego projektu, który ma na celu rozwój, implementację i następnie uruchomienie dziennych alokacji w oparciu o metodę Flow-Based Market Coupling.

Powyższe, to jedynie przykłady aktywności Prezesa URE. Wszystkie działania podejmowane przez Prezesa URE w 2014 r. zostały przedstawione w niniejszym raporcie. Sprawozdanie opisuje także ogólną sytuację na rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce oraz główne zmiany w stosunku do lat ubiegłych. Wiedza ta jest wynikiem stałego monitorowania sytuacji w sektorze, a także systematycznego gromadzenia i przetwarzania informacji na temat sytuacji na krajowych rynkach energii. Przedstawione zostały również działania podejmowane w ramach współpracy z ACER.

Budowa wspólnego rynku to proces ciągły i wielopłaszczyznowy, z tego też względu w sprawozdaniu zawarto informacje dotyczące procesów legislacyjnych, w których uczestniczy Prezes URE, w wyniku których w kolejnych latach rozszerzeniu ulegną kompetencje organu.

Przedkładany Komisji Europejskiej dokument jest dziesiątym raportem przygotowanym przez Prezesa URE, który tym samym wypełnia obowiązek określony w ustawie – Prawo energetyczne oraz dyrektywach unijnych.



2. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Zmiany prawne i regulacyjne

Podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE jest ustawa – Prawo energetyczne. Rok 2014, podobnie jak rok poprzedni, obfitował w liczne nowelizacje zarówno przepisów ustawy – Prawo energetyczne, jak również innych ustaw, skutkujące istotnymi zmianami regulacji w zakresie szeroko rozumianego prawa energetycznego, co nie pozostawało bez wpływu na zakres kompetencji Prezesa URE, który na przestrzeni ostatnich lat ulega nieustającemu rozszerzaniu.

Do ważnych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne w 2014 r. zaliczyć należy: wprowadzenie nowych zasad uzyskiwania koncesji na wytwarzanie i obrót paliwami ciekłymi z zagranicą (wyodrębnienie nowego rodzaju koncesji w zakresie działalności polegającej na obrocie paliwami ciekłymi, tj. obrót paliwami ciekłymi z zagranicą; wprowadzenie zabezpieczenia majątkowego, od złożenia którego uzależnione jest uzyskanie koncesji w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą), przywrócenie w marcu 2014 r. systemu wsparcia dla przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji, umożliwienie wykonywania obowiązku publicznej sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego (tzw. obligo giełdowe) przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, o którym mowa w art. 49b ustawy – Prawo energetyczne.

W 2014 r. trwały prace legislacyjne nad kolejną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, mające na celu wyposażenie Prezesa URE w narzędzia pozwalające na egzekwowanie przestrzegania przepisów rozporządzenia REMIT. Na mocy przepisów rozporządzenia REMIT i projektowanych przepisów prawa krajowego, na Prezesa URE zostaną nałożone nowe obowiązki, których celem będzie zapewnienie przestrzegania zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych, zakazu manipulacji na rynku oraz obowiązku podawania informacji wewnętrznej do wiadomości publicznej m.in. poprzez przeprowadzanie postępowań wyjaśniających i kontrolnych z udziałem podmiotów zobowiązanych, kierowanie zawiadomień o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, nakładanie sankcji administracyjnych oraz ścisłą współpracę z ACER, urzędem Komisji Nadzoru Finansowego i UOKiK. Prezes URE zobowiązany będzie również prowadzić rejestr uczestników rynku oraz gromadzić dane przekazywane przez uczestników rynku dotyczące zdolności wykorzystania instalacji służących do produkcji, magazynowania, przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego lub zużywających energię elektryczną lub gaz ziemny oraz dotyczących zdolności i wykorzystania instalacji skroplonego gazu ziemnego, w tym dotyczące planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji. W konsekwencji wspomniana wyżej projektowana zmiana ustawy – Prawo energetyczne, skutkować będzie kolejnym znacznym rozszerzeniem kompetencji Prezesa URE, jednakże w 2014 r. nie ukończono prac legislacyjnych pozwalających wprowadzić omawiane regulacje.

W odniesieniu do innych zmian regulacyjnych, w 2014 r. trwały prace nad ustawą o odnawialnych źródłach energii¹⁾. Wprowadza ona m.in. nowe obowiązki organu regulacyjnego, w szczególności w zakresie dopuszczenia do wykonywania działalności gospodarczej, tj. koncesji i prowadzenia tzw. rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Ustawa ta co do zasady utrzymuje dotychczasowy system wsparcia kwotowego (świadczenia pochodzenia), ale jednocześnie wprowadza (od 2016 r.) nowy rodzajowo system tzw. aukcji na sprzedaż energii. Jednocześnie na Prezesa URE nałożono szereg obowiązków związanych z przygotowaniem, przeprowadzeniem i weryfikacją podmiotów startujących w postępowaniach aukcyjnych.

¹⁾ Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r. poz. 478).

Rynek energii elektrycznej

Rynek hurtowy

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2014 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2013 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. W dalszym ciągu wzrasta udział źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii.

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. Udział grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. w sektorze wytwarzania w 2014 r. kształtował się na poziomie 37,9% (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.

Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE S.A. w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Uczestnikami rynku giełdowego mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków giełdy lub za pośrednictwem domów maklerskich. Obecnie status członka TGE S.A. posiada 64 przedsiębiorstw, m.in. wytwórcy energii, spółki obrotu i domy maklerskie. W 2014 r. nowymi członkami zostało pięć podmiotów.

W 2014 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego (RDB), Rynek Dnia Następnego (RDN) oraz Rynek Terminowy Towarowy (RTT). Sprzedaż energii elektrycznej była również realizowana w systemie aukcji. Największy wolumen obrotu realizowany jest na RTT. Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2014 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 186,7 TWh i był wyższy od wolumenu z 2013 r. wynoszącego 176,6 TWh o 5,7%. Natomiast licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej w 2014 r. wyniosła 172,6 TWh.

W latach poprzedzających wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwa wytwórcze sprzedaż energii elektrycznej odbywała się w zdecydowanej mierze w ramach własnej grupy kapitałowej, co było główną przyczyną ograniczeń w rozwoju konkurencji i problemów w rozliczaniu pomocy publicznej. Począwszy od 2010 r. na hurtowym rynku energii elektrycznej można zaobserwować dynamiczny rozwój rynku giełdowego. Zmiana struktury obrotu energią elektryczną z transakcji bilateralnych w kierunku transakcji zawieranych na transparentnym i płynnym giełdowym rynku energii elektrycznej świadczy o tym, że rynek energii elektrycznej staje się coraz bardziej dojrzały.

Rynek detaliczny

Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną, w tym operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD), i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu).

W 2014 r. na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp) i którzy mają obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej, a mianowicie działalności wytwórczej lub obrotowej prowadzonej w ramach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (*unbundling*). Ponadto w 2014 r. działało 164 przedsiębiorstw pełniących funkcję OSD – funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku wydzielenia działalności dystrybucyjnej (OSDn).

W dalszym ciągu największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent suppliers*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej, jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W 2014 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu, oraz ponad 100 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu aktywnie zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działają także sprzedawcy (w liczbie 164) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 16,9 mln, z czego 90,2% (ponad 15 mln) to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi.

Miernikiem korzystania przez odbiorców z przysługujących im na rynku detalicznym energii elektrycznej praw jest skłonność tych odbiorców do zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej ze swobodnie wybranym sprzedawcą tej energii. W 2014 r. ponad 144 tys. odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C aktywnie korzystało z prawa zakupu energii od wybranego sprzedawcy, natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych liczba ta wyniosła ponad 284 tys. Rok ten był kolejnym rokiem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Na koniec 2014 r. odnotowano 94,5%-owy wzrost liczby odbiorców TPA w porównaniu do 2013 r., przy czym w przypadku odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C wzrost ten wynosił 61,9%, a w przypadku odbiorców z grupy G – 117,0%. Należy również zauważyć ponad 2-krotny wzrost liczby odbiorców w segmencie odbiorców dokonujących zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym, którzy dokonali zmiany sprzedawcy w stosunku do 2013 r.

Pomiędzy IV kwartałem 2013 r. a IV kwartałem 2014 r. ceny za energię elektryczną wykazywały tendencje spadkowe dla wszystkich grup taryfowych. Największa obniżka cen energii elektrycznej nastąpiła dla odbiorców grupy taryfowej A – o 12,5%, a najmniejsza dla odbiorców z grupy taryfowej C – o 1,9%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny za energię elektryczną spadły o 4,4%. Tym samym utrzymał się trend spadkowy cen detalicznych z poprzedniego roku, spowodowany obniżeniem cen zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym. Natomiast opłata dystrybucyjna w 2014 r. wzrosła dla odbiorców wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost opłaty dystrybucyjnej odnotowano dla grupy taryfowej A – o 7,9%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej B – o 1,7%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych opłaty dystrybucyjne wzrosły o 3,2%.

Rynek gazu

Rynek hurtowy

Na koniec grudnia 2014 r. 141 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi, natomiast 59 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG S.A. pozyskały 25,4 TWh gazu ziemnego, w tym ok. 18% stanowiły zakupy od PGNiG S.A. i ok. 21% zakupy z giełdy towarowej.

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku giełdowym gazu, podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy lub za pośrednictwem domów maklerskich. Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy.

W 2014 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji. W 2014 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczono 44 619 144 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 102,17 zł/MWh.

Rozwój giełdowego rynku gazu jest m.in. skutkiem wprowadzenia do ustawy – Prawo energetyczne art. 49b, który nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązek sprzedaży części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej na giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany. W 2014 r. obowiązek ten wynosił 40% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem gazem ziemnym.

Rynek detaliczny

W 2014 r. na rynku detalicznym dokonała się istotna zmiana polegająca na reorganizacji sprzedaży detalicznej w ramach grupy kapitałowej PGNiG S.A. 1 sierpnia 2014 r. działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. (dalej: PGNiG OD Sp. z o.o.), która przejęła całą obsługę handlową klienta detalicznego w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, za wyjątkiem dużych odbiorców przemysłowych zużywających powyżej 25 mln m³.

Udział grupy kapitałowej PGNiG S.A. w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych spadł i wyniósł 89,24%, podczas gdy rok wcześniej udział ten stanowił 94,42%. Pozostałe 10,76% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu działające w kraju (5,24%) oraz przez spółki dokonujące sprzedaży gazu z zagranicy bezpośrednio do dużych odbiorców końcowych, którzy samodzielnie sprowadzili ten gaz do Polski.

Dokonując analizy rynku w zakresie ilościowej sprzedaży detalicznej gazu ziemnego przez GK PGNiG S.A. w 2014 r. w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców należy wskazać, że największy wolumen został sprzedany do odbiorców przemysłowych. Ich udział w całej sprzedaży GK PGNiG S.A. wyniósł ok. 60%. Udział w sprzedaży do gospodarstw domowych wyniósł 28%.

Oprócz GK PGNiG S.A. w 2014 r. monitoringiem objęto ok. dwudziestu alternatywnych sprzedawców detalicznych, których udział w wolumenie sprzedaży gazu do odbiorców końcowych na rynku detalicznym wyniósł 5,24%. Udział w sprzedaży pozostałych podmiotów nie był znaczący, ale zwiększył się w porównaniu z poprzednim rokiem. Powyższe alternatywne spółki obrotu sprzedały w 2014 r. łącznie do odbiorców końcowych 8,14 TWh gazu, przy czym największy wolumen gazu został sprzedany do odbiorców o zużyciu powyżej 2,5 mln m³.

Certyfikacja

10 października 2013 r. polski operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego PSE S.A. wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o przyznanie certyfikatu niezależności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, o którym mowa w art. 9h¹ ust. 1 (dalej: „certyfikat niezależności”). W toku postępowania Prezes URE ocenił, czy spełnione są przesłanki uznania, że przedsiębiorstwo PSE S.A. pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależne od wykonywania innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. W kwietniu 2014 r. Komisja Europejska pozytywnie zaopiniowała projekt decyzji Prezesa URE o przyznaniu certyfikatu niezależności polskiemu operatorowi. Proces przyznawania PSE S.A. certyfikatu spełniania warunków i kryteriów niezależności zakończył się 4 czerwca 2014 r.

W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęły dwa wnioski w sprawie przyznania certyfikatu niezależności, złożone przez operatora systemu przesyłowego gazowego OGP Gaz-System S.A. Pierwszy wniosek złożony w styczniu 2014 r. dotyczył przyznania certyfikatu niezależności w modelu OU i odnosił się do sieci stanowiącej własność tej spółki. Drugi wniosek OGP Gaz-System S.A. wpłynął do URE w marcu 2014 r. i dotyczył certyfikacji w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu jamalskiego stanowiącego własność SGT EuRoPol GAZ S.A. W przypadku certyfikacji w modelu OU, w lipcu 2014 r. Komisja Europejska wydała pozytywną opinię w przedmiocie certyfikacji OGP Gaz-System S.A., a 22 września 2014 r. Prezes URE przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat niezależności w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na sieciach własnych. Drugie postępowanie certyfikacyjne dotyczące operatorstwa na polskim odcinku gazociągu jamalskiego nie zostało zakończone w 2014 r. i było kontynuowane w roku kolejnym.

Ochrona konsumenta

W 2014 r. Regulator kontynuował działania na rzecz zwiększenia świadomości konsumentów oraz wzmocnienia pozycji odbiorcy na rynku energii elektrycznej i gazu. Prezes URE prowadził kampanie informacyjne zwiększające znajomość praw konsumentów oraz kontynuował współpracę z organizacjami i stowarzyszeniami zrzeszającymi konsumentów. W 2014 r. Urząd podejmował m.in. działania na

rzecz eliminowania nieuczciwych działań niektórych przedstawicieli handlowych sprzedawców energii elektrycznej. Przeprowadzona w URE analiza skarg i sygnałów od konsumentów stała się podstawą do publikacji materiału informacyjnego dotyczącego nieuczciwych działań niektórych przedstawicieli handlowych sprzedawców energii elektrycznej.

Od 2011 r. w URE działa Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych. Podstawowym zadaniem Punktu Informacyjnego jest informowanie odbiorców o przysługujących im prawach, ale też o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych. W 2014 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 4 238 spraw. Spośród zgłaszanych zapytań dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (77%), rzadziej gazowego (11%) i ciepłowniczego (2%). Sprawy różne, stanowiące 10% zapytań odbiorców dotyczyły kwestii nieleżących w kompetencji Punktu Informacyjnego, np. koncesji, świadectw pochodzenia, odnawialnych źródeł energii. Struktura przedmiotowa spraw kierowanych przez odbiorców nie uległa w ostatnim roku zasadniczej zmianie. Problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się wokół zagadnień związanych z możliwością zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, warunkami zawartych umów, obsługą odbiorców, rozliczeniami ze sprzedawcami energii, gazu i ciepła (wystawianie faktur, dokonywanie odczytów liczników, opłaty widoczne na rachunku, ceny). Odbiorcy zgłaszali także problemy związane z terminowością realizacji umów o przyłączenie do sieci.

Bezpieczeństwo dostaw

W 2014 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 158 734 GWh i było wyższe o ok. 0,5% niż w 2013 r. Poziom krajowego zużycia energii elektrycznej nie uległ zasadniczej zmianie w porównaniu do roku poprzedniego mimo rosnącego tempa wzrostu PKB w 2014 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 3,3%. Jednocześnie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2014 r. ukształtował się na poziomie 156 567 GWh i był niższy od wolumenu za poprzedni rok o około 3,7%. Różnica pomiędzy tymi wielkościami została zbilansowana poprzez import energii elektrycznej, którego nadwyżka nad eksportem w 2014 r. wyniosła 2 167 GWh. Warto zaznaczyć, że w 2014 r. Polska stała się importerem energii elektrycznej netto.

W 2014 r. nie została odnotowana zasadnicza zmiana wielkości mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych w porównaniu do 2013 r. Na uwagę zasługuje ok. 2,8-procentowy spadek mocy zainstalowanej i ok. 1,3-procentowy mocy osiągalnej w elektrowniach ciepłych i ponad 10-procentowy wzrost analogicznych mocy w źródłach odnawialnych. W rezultacie moc zainstalowana elektrowni zawodowych spadła o niespełna 1%, a moc osiągalna wzrosła w 2014 r. ok. 0,2% w stosunku do 2013 r. W 2014 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 996 MW i wzrosło o ok. 0,5% w stosunku do 2013 r., natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 535 MW i wzrosło ok. 3,1% w stosunku do 2013 r.

Dostawy gazu ziemnego na rynek Polski pochodziły głównie z zagranicy, w ilości 121 TWh. Dostawy te uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 44,3 TWh, co stanowiło 27% całkowitych dostaw gazu ziemnego. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2014 r. obejmowały import z kierunku wschodniego oraz dostawy wewnątrzspółnotowe, przy czym istotną ich część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a OOO Gazprom Eksport. Na podstawie tego kontraktu zakupiono 90,7 TWh gazu ziemnego, co stanowiło ok. 75% całkowitego przywozu tego surowca na terytorium Polski.

W 2014 r. operator systemu magazynowania (OSM) realizował swoje funkcje operatorskie przy wykorzystaniu istniejących oraz nowych zdolności magazynowych będących wynikiem prowadzonej budowy nowych instalacji magazynowych (Kosakowo) i rozbudowy już istniejących instalacji magazynowych (PMG Wierzchowice i PMG Strachocina) oraz KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Swarzów i PMG Brzeźnica. Pojemność czynna wszystkich instalacji magazynowych wyniosła w 2014 r. 2 524,09 mln m³.

W 2014 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 15 436,22 mln m³. Zgodnie z przewidywaniami, w kolejnych latach udział gazu w krajowym bilansie energetycznym powinien nieznacznie wzrastać, na skutek jego większego wykorzystania w produkcji energii elektrycznej, rozwoju wysoko-sprawnych technologii parowo-gazowych oraz w wyniku systematycznego wzrostu zużycia gazu przez odbiorców końcowych.

3. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

3.1.1. Unbundling

OSP

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A., z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie, którego 100% akcji należy do Skarbu Państwa. W imieniu Skarbu Państwa uprawnienia wynikające z tych akcji wykonuje, na podstawie art. 12a ustawy – Prawo energetyczne, Minister Gospodarki. PSE S.A. prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, na podstawie koncesji na przesyłanie energii elektrycznej, udzielonej decyzją Prezesa URE obowiązującej w terminie do 31 grudnia 2030 r.

PSE S.A. świadczą usługi przesyłania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z wykorzystaniem własnej sieci przesyłowej oraz – w niewielkim zakresie – z użyciem urządzeń elektroenergetycznych dzierżawionych na podstawie umów cywilno-prawnych, tj. umów o użytkowanie. PSE S.A. nie posiadają systemów przesyłowych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

W październiku 2013 r. PSE S.A. wystąpiły do Prezesa URE z wnioskiem (dalej: „Wniosek”) o przyznanie certyfikatu niezależności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, o którym mowa w art. 9h¹ ust. 1. W toku postępowania Prezes URE, kilkakrotnie wezwał PSE S.A. do nadesłania wyjaśnień i dodatkowych dokumentów.

Po przeanalizowaniu treści Wniosku oraz załączonych do niego wyjaśnień i dokumentów Prezes URE ocenił, że PSE S.A. spełniają kryteria niezależności i zajął stanowisko w sprawie przyznania certyfikatu niezależności (w formie projektu decyzji), które 10 lutego 2014 r. przekazał Komisji Europejskiej, wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności.

9 kwietnia 2014 r. Komisja Europejska, działając na podstawie art. 3 ust. 1 rozporządzenia 714/2009 oraz art. 10 dyrektywy 2009/72/WE, wydała opinię w sprawie certyfikacji PSE S.A. (dokument C(2014) 2471 final, zwany dalej: „Opinią KE”).

Po analizie treści zawartych w Opinii KE Prezes URE zwrócił się do PSE S.A. o przedstawienie szczegółowych wyjaśnień i ewentualnych dokumentów potwierdzających niezależność OSP i możliwość prowadzenia działalności z zapewnieniem niedyskryminacyjnego dostępu wszystkich użytkowników do sieci przesyłowej.

W odpowiedzi na powyższe wezwanie PSE S.A. przedstawiły stosowne dokumenty i wyjaśnienia i w tej sytuacji Prezes URE podjął 4 czerwca 2015 r. decyzję o przyznaniu przedsiębiorstwu energetycznemu PSE S.A. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

Przyznany certyfikat niezależności pozwolił na wyznaczenie przez Prezesa URE, PSE S.A. na OSP na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej na okres do 31 grudnia 2030 r.

OSD

Warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów określa ustawa – Prawo energetyczne. OSD funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym i 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).

Zgodnie z art. 9d ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne OSD powinien być w pełni niezależny od innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Analiza tych przepisów prowadzi do wniosku, że w szczególności przedsiębiorstwo zaangażowane w działalność sieciową nie może posiadać praw i udziałów powiązanych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dostaw lub wytwarzania. Posiadanie takich udziałów przez przedsiębiorstwo sieciowe oznacza bezpośrednie finansowe zainteresowanie wynikami powiązanej branży dostawczej, co w kon-

sekwencji skutkuje utratą przez zarząd zdolności „niezależnego działania”. Ponadto ust. 1a przywołanego przepisu stanowi, że operatorzy, o których mowa powyżej, nie mogą również wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

Spełnianie kryteriów niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych ma miejsce w ramach postępowań w sprawie wyznaczenia tychże operatorów.

Na koniec 2014 r. na terenie Rzeczypospolitej Polskiej działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej wykonywało 169 OSD, wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym pięciu wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 164 OSD, nie podlegających obowiązkowi wydzielania prawnego (przy czym w części przypadków termin rozpoczęcia pełnienia funkcji operatora ustalono w okresie po 1 stycznia 2015 r.).

Czterech z pięciu prawnie wydzielonych OSD funkcjonuje w ramach grup kapitałowych, będących przedsiębiorstwami energetycznymi pionowo zintegrowanymi. Nadzór właścicielski nad tymi grupami zasadniczo sprawuje Skarb Państwa, przy czym nad OSD – pośrednio przez będące jego własnością spółki holdingowe lub spółki-matki, z których działalność operatorska została wydzielona i przeniesiona do nowoutworzonych spółek. Jedynie w przypadku jednego OSD jego właścicielem jest spółka, w której głównymi akcjonariuszami są podmioty odrębne od Skarbu Państwa.

Niewątpliwym utrudnieniem kontroli zapewnienia niezależności prawnie wydzielonych OSD jest pozostawanie przez operatorów w strukturach pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych oraz w rozbudowanych strukturach grup kapitałowych, co jest jednak dopuszczalne w świetle dyrektywy 2009/72/WE i ustawy – Prawo energetyczne.

Ustawa – Prawo energetyczne stanowi, że w przypadkach nieprzestrzegania warunków i kryteriów niezależności przez OSP lub OSD operator podlega karze pieniężnej. Karze pieniężnej podlega również podmiot, który nie zapewnia operatorowi systemu wyznaczonemu dla swojej sieci spełnienia warunków i kryteriów niezależności. Kara pieniężna w powyższych przypadkach nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Kary z powyższych tytułów wymierza Prezes URE. Niezależnie od ww. kary finansowej Prezes URE może nałożyć karę pieniężną również na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w wysokości nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

W polskim porządku prawnym nie ma przepisów, które nakładałyby na OSD obowiązek zmiany marki oraz elementów wizualizacji (*rebranding*).

Programy Zgodności

Jednym z zadań Prezesa URE jest zatwierdzanie w drodze decyzji tzw. Programów Zgodności. Operatorzy systemów dystrybucyjnych określają w nich przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych Programów. Narzędzie to pozwala Prezesowi URE w pewnym zakresie wpływać na treść, sposób wdrożenia i realizacji tych Programów.

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła istotne zmiany w zakresie rodzajów podmiotów zobowiązanych do opracowania Programów Zgodności. Dotychczasowy obowiązek jego opracowywania przez operatora sieci przesyłowej 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.

Ponadto w celu wzmocnienia dotychczasowej roli Inspektora ds. zgodności jego stanowisko zostało opisane w dokonanej w 2013 r. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 5 tej ustawy Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez Operatora w celu monitorowania realizacji Programu Zgodności i powinien on być w swoich działaniach niezależny, jak również mieć dostęp do informacji będących w posiadaniu OSD oraz jednostek z nim powiązanych, które są niezbędne do wypełnienia jego zadań. Z kolei zgodnie z art. 5a ustawy – Prawo energetyczne to Inspektor ds. zgodności, a nie tak jak dotychczas Zarząd OSD, jest zobowiązany do przedstawienia Prezesowi URE rocznych sprawozdań z realizacji Programów Zgodności.

Zgodnie z opublikowanymi przez Prezesa URE na stronie internetowej „Ramowymi wytycznymi do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatorów sieci przesyłowych (OSP)” sprawozdanie roczne z realizacji Programu powinno uwzględniać dane z prowadzonego bieżącego monitoringu, a w szczególności:

- wykaz naruszeń Programu Zgodności,
- informację odnośnie skarg i wniosków dotyczących Programu Zgodności,
- działania podjęte w ramach realizacji Programu Zgodności,
- stosowane środki ochrony informacji sensytywnych.

Wszyscy Inspektorzy ds. zgodności, którzy zgodnie z ustawą są zobowiązani do przedłożenia Prezesowi URE sprawozdań z realizacji Programów Zgodności, wypełnili obowiązek ich przekazania za rok 2014, dochowując ustawowego terminu (koniec I kwartału 2015 r.).

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 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.

Analizując nadesłane przez OSD sprawozdania z wykonania Programów Zgodności można stwierdzić, że ze względu na charakter stanowiska i zakres kompetencji, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno mieć zagwarantowaną niezależność oraz być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Pozwoliłoby to na większe zaangażowanie w kwestie przestrzegania Programów Zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę operatorów. W praktyce, w 2014 r. wśród badanych operatorów funkcja Inspektora była łączona z innym stanowiskiem, niekiedy kierowniczym. Niewątpliwie wiedza i doświadczenie osoby zajmującej stanowisko kierownicze są przydatne 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.

Inspektorzy przeszkolili wszystkich pracowników operatorów w zakresie bezwzględnego przestrzegania postanowień Programów. Ponadto Inspektorzy stosują praktykę 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.

Wszyscy operatorzy na bieżąco udoskonalają standardy procedur oraz wzory umów i wniosków związanych z usługą dystrybucji, przyłączania do sieci oraz zmianą sprzedawcy. Zmiany te należy ocenić pozytywnie – standaryzacja służy bowiem realizacji celu, jakim jest niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu. Pozytywnie należy również ocenić fakt, że wszyscy operatorzy umieścili treść Programów na swoich stronach internetowych. Programy Zgodności powinny być bowiem dostępne nie tylko dla pracowników operatorów, ale również dla każdego zainteresowanego uczestnika rynku energii elektrycznej. Dzięki temu uczestnik rynku będzie miał możliwość sprawdzenia czy operatorzy przestrzegają zasad niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich użytkowników systemu dystrybucyjnego. 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.

Ponadto z przedstawionych sprawozdań wynika, że u OSD stosuje się podobną politykę ochrony danych sensytywnych, realizowaną poprzez odpowiedni dostęp do poszczególnych systemów informacyjnych. 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.

Jednymi z istotnych zagadnień, do których powinien odnosić się Program Zgodności, są reguły prawidłowo przeprowadzonego *unbundlingu*. Jednym z jego elementów powinno być posiadanie przez OSD własnego loga, różniącego się od znaku graficznego spółki obrotu wchodzącej w skład tej samej co OSD grupy kapitałowej. Wskazane zatem jest, by OSD elektroenergetyczni – podobnie jak uczynił to OSD funkcjonujący na rynku gazu – podjęli działania zmierzające do ustanowienia własnego znaku graficznego. Ponadto za właściwe przestrzeganie reguł *unbundlingu* należy uznać zasadę opiniowania dokumentów tworzonych w centrali grupy kapitałowej pod kątem spełniania niezależności OSD. Takie rozwiązanie, wprowadzone przez jednego z operatorów, 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.

Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z ustawy – Prawo energetyczne sprawozdania zostały opublikowane w Biuletynie Branżowym URE oraz na stronie internetowej urzędu.

3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

Usługi bilansowania systemu

Zasady bilansowania systemu elektroenergetycznego w Polsce są określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) PSE S.A. w części „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” oraz w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD). Instrukcje zatwierdzone są decyzją Prezesa URE. Zasady bilansowania w sieciach dystrybucyjnych muszą uwzględniać zasady wskazane w IRiESP. Prezes URE w zakresie swoich kompetencji określonych prawem monitoruje działalność operatorów, w tym zasady bilansowania.

PSE S.A. w 2014 r. czterokrotnie wnioskowołały do Prezesa URE o zmianę IRiESP opracowanej na podstawie art. 9g ustawy – Prawo energetyczne. Do najważniejszych spośród wprowadzonych zmian należy zaliczyć:

- wprowadzenie 1 stycznia 2014 r. modyfikacji zasad wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy na rynku usług systemowych. Zmiany te zostały wprowadzone Kartą aktualizacji nr CB/9/2013 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- wprowadzenie 1 lipca 2014 r. mechanizmu aktywnego uczestnictwa w Rynku Bilansującym uczestników rynku bilansującego dysponujących urządzeniami i instalacjami odbiorczymi, które mogą podlegać bezpośredniemu sterowaniu przez OSP. Zmiany te zostały wprowadzone Kartą aktualizacji nr CB/8/2013 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Poza wyżej wymienionymi zmianami, Rynek Bilansujący (RB) funkcjonował na zasadach jak w roku poprzednim. W szczególności, zgodnie z tymi zasadami uczestnicy rynku zgłaszają dane techniczne i handlowe (Umowy Sprzedaży Energii (USE) i Oferty Bilansujące) do operatora systemu przesyłowego, na rynku krajowym, od godz. 9:00 do godz. 14:30 doby poprzedzającej realizację dostaw. Po zamknięciu bramki, OSP przeprowadza weryfikację zgłoszeń i informuje Operatorów Rynku o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami, odrzuceniu lub braku zgłoszeń (do godz. 15:30 doby $n-1$). Zgłaszanie USE dla doby handlowej n w ramach Rynku Dnia Bieżącego (RBB) trwa od godz. 15:30 doby $n-1$ do godz. 22:00 doby n . W chwili otwierania bramki dla Zgłoszeń USE dla doby n , tj. o godz. 15:30 doby $n-1$, oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godz. 22:00 doby n , zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP. Zgłoszenie USE w ramach RBB dotyczy wybranego okresu danej doby handlowej, obejmującego nieprzerwany ciąg godzin od określonej godziny doby handlowej do ostatniej godziny doby handlowej. Dla wymiany międzysystemowej nominacja zdolności przesyłowych z aukcji rocznej i miesięcznych jest dokonywana od godz. 12:00 do godz. 17:00 na dwie doby przed realizacją dostaw, a z aukcji dobowych – od godz. 10:30 do godz. 13:30 na dobę przed realizacją dostaw. W przypadku wymiany międzysystemowej pomiędzy polskim systemem elektroenergetycznym a niemieckim, czeskim i słowackim funkcjonuje również mechanizm zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w ramach dnia bieżącego. Rezerwacja zdolności przesyłowych w tym trybie jest równoznaczna z ich nominacją, a umowy sprzedaży mogą być zgłaszane od godz. 15:30 doby poprzedzającej realizację dostaw do godz. 22:00 doby, w której umowa jest realizowana, przy założeniu, że zgłoszenia są dokonane z minimum jednogodzinnym wyprzedzeniem. Realizacja wymiany międzysystemowej na połączeniu SwePol Link odbywa się w ramach mechanizmu *market coupling*. Uczestnicy rynku składają oferty zakupu i sprzedaży energii elektrycznej na TGE S.A. do godz. 11:30, a publikacja ceny

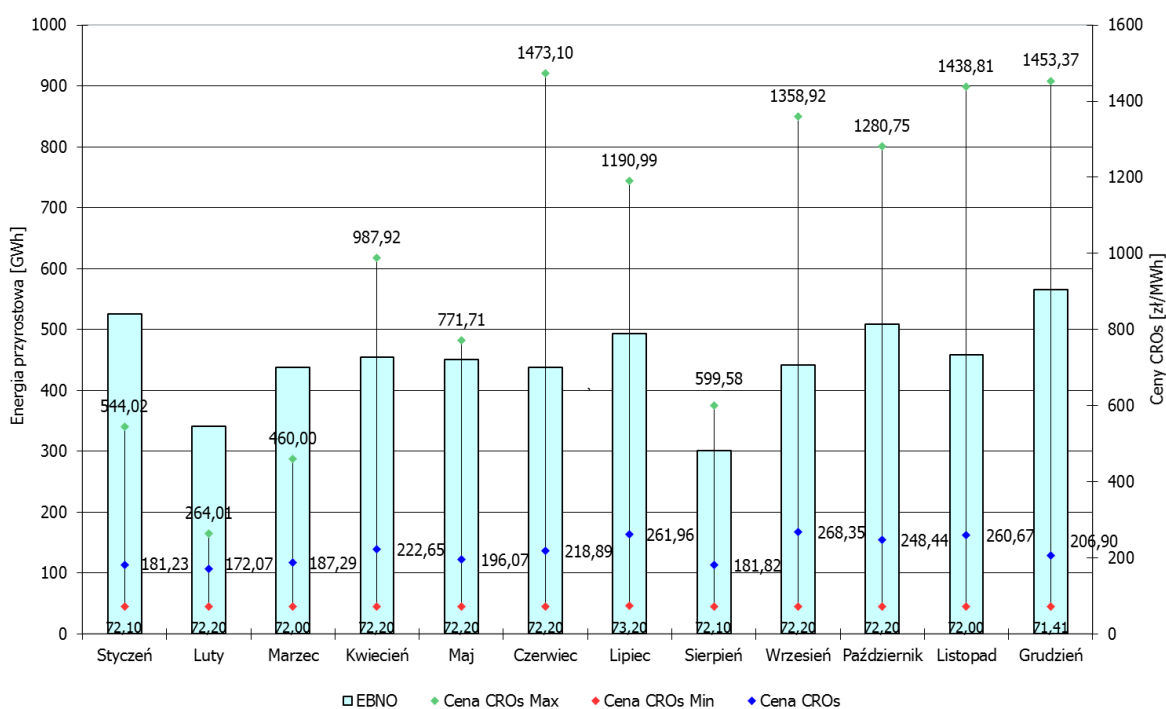
rozliczeniowej odbywa się po jej wyznaczeniu we współpracy z giełdą Nord Pool Spot AS, nie później jednak niż przed zamknięciem bramki zgłoszeń umów sprzedaży na rynku bilansującym dnia następnego. Po zgłoszeniu umów do OSP są one realizowane.

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określane 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 postępowań wyjaśniających przyczyny ewentualnych zakłóceń.

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.

Na rys. 1 przedstawiono informację o wolumenach energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego oraz o cenach rozliczeniowych za tę energię.

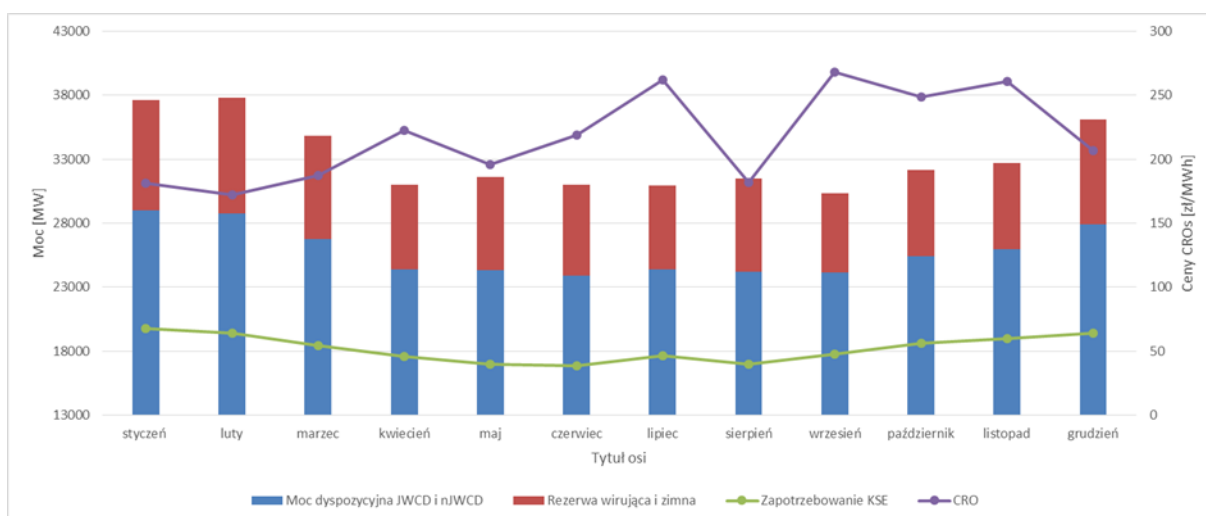
Rysunek 1. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2014 r. łączny 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 zł/MWh do 264,01 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 172,07 zł/MWh do 268,35 zł/MWh. Zmienność tych cen wynika przede wszystkim z wielkości zapotrzebowania na moc w KSE, jak również mocy dyspozycyjnych i poziomu rezerw mocy w tym systemie, co zostało pokazane na rys. poniżej.

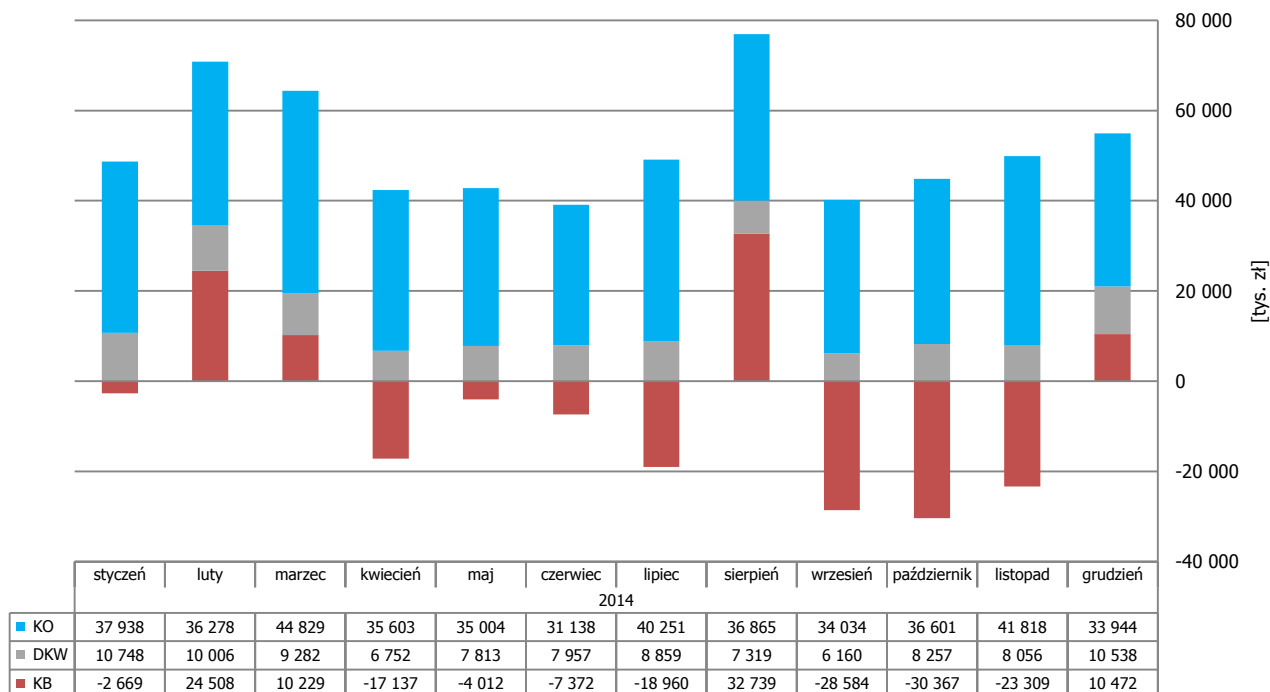
Rysunek 2. Średnie miesięczne ceny rozliczeniowe odchylenia (CRO) na rynku bilansującym na tle średniego miesięcznego zapotrzebowania na moc występującego w KSE a średnie miesięczne wartości rezerwy mocy i mocy dyspozycyjnej w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W znacznej części 2014 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku, a koszty ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją w IRiESP wyniosły 444,4 mln zł. Kształtowanie się kosztów usuwania ograniczeń, jak również kosztów bilansowania oraz wynikających z realokacji USE w poszczególnych miesiącach 2014 r. przedstawiono na rys. poniżej.

Rysunek 3. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -30 367 tys. zł do +32 738 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów wystąpiły w październiku i sierpniu 2014 r.²⁾ Natomiast koszty usuwania ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w IRiESP (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: KO od 33 943 tys. zł (grudzień 2014 r.) do 44 829 tys. zł (marzec 2014 r.) oraz DKW od 6 751 tys. zł (kwiecień 2014 r.) do 10 747 tys. zł (styczeń 2014 r.).

Operacyjną rezerwę mocy stanowią zdolności wytwórcze jednostek graficznych wytwórczych aktywnych (JGWA) będące nadwyżką mocy ponad zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej, które to zdolności:

- stanowiły w trakcie realizacji dostaw energii rezerwę mocy na JGWA będących w ruchu albo w postoju, 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 JGWA na Rynku Bilansującym.

Liczba godzin rozliczeniowych operacyjnej rezerwy mocy (ORM) w 2014 r. wyniosła 3 780, z tego dla 2 690 godzin cena rozliczeniowa ORM była równa cenie referencyjnej równej 37,13 zł/MWh, co oznacza, że w tych godzinach ilość zdolności wytwórczych JGWA 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 JGWA 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. 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 w dniu 1 stycznia 2015 r.

W odniesieniu do bilansowania w sieci dystrybucyjnej należy podkreślić, że rola operatorów systemów dystrybucyjnych ogranicza się głównie do działań związanych z zarządzaniem danymi pomiarowymi. Zasady te są określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych i wpływają przede wszystkim na realizację zasady TPA. Ponadto operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do podejmowania działań na polecenie operatora systemu przesyłowego, a zasady te zostały opisane przez OSP w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.

Od początku 2014 r. obowiązywały nowe IRiESD dla pięciu dużych OSD: PGE Dystrybucja S.A. (weszła w życie 1 października 2013 r.), RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGIA-Operator S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A. (weszły w życie od 1 stycznia 2014 r.). Zatwierdzone przez Prezesa URE instrukcje wprowadziły m.in. zasady sprzedaży rezerwowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych (przyłączonych do sieci o napięciu 1 kV) oraz jednolite procedury zmiany sprzedawcy. Warto zaznaczyć, że zgodnie z nowymi procedurami OSD 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 OSD umów kompleksowych zawieranych przez odbiorców także przy zmianie sprzedawcy.

Standardy bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci, standardy jakości dostaw i obsługi

Do zadań Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostarczania³⁾ energii elektrycznej. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ogólny i nie obejmuje wszystkich działań, o których mowa w art. 4 dyrektywy 2009/72/WE.

²⁾ „+” oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla URB), „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od URB).

³⁾ Pojęcie dostarczania energii elektrycznej nie jest spójne z definicją dostaw energii elektrycznej w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej jest dokonywana przez Prezesa URE w sprawozdaniu sporządzanym przez Prezesa URE i przekazywanym corocznie ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, przy czym dotyczy ona zakresu działań Prezesa URE określonego w ustawie – Prawo energetyczne. Należy podkreślić, że zakres ten nie obejmuje prognozy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych pięciu latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od pięciu lat do co najmniej piętnastu lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania (zgodnie z przepisami art. 4 dyrektywy 2009/72/WE). Prognoza taka jest przedstawiana przez ministra właściwego do spraw gospodarki w sprawozdaniu opracowywanym i przekazywanym do Komisji Europejskiej co dwa lata.

W zakresie bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci Prezes URE dokonuje przeglądu działań podejmowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego w ramach realizacji ich ustawowych działań oraz dokonuje ich oceny pod kątem zapewnienia prawidłowej pracy sieci, mając na względzie kryteria określone przez operatorów w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci. W ramach prowadzonych działań Prezes URE dokonuje oceny możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię i moc szczytową w systemie elektroenergetycznym, a także poziomu niezbędnych rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym. Realizacja tych działań ma charakter *ex post* i dotyczy oceny bezpieczeństwa operacyjnego w systemie elektroenergetycznym w kontekście wykonywania obowiązków przez operatorów systemów elektroenergetycznych i jest przekazywana corocznie ministrowi właściwemu do spraw gospodarki.

Szczegóły dotyczące analiz funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie mocy dyspozycyjnych elektrowni krajowych, rezerw i ubytków mocy odniesionych do zapotrzebowania w szczycie, zostały opisane w pkt 3.3.1 niniejszego Raportu.

Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania połączeń i napraw

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.

Coroczne 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.

Prawidłowo zdefiniowany i wyznaczony poziom jakości może stanowić podstawę do przeprowadzenia analiz porównawczych pomiędzy przedsiębiorstwami sieciowymi, a także określenia poziomu jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców w naszym kraju w stosunku do poziomów obserwowanych w innych krajach. Ponadto publikacja przez poszczególne przedsiębiorstwa sieciowe wiarygodnych informacji dotyczących jakości dostawy energii elektrycznej odbiorcom na obszarze ich działania jest jednym z instrumentów regulacji jakościowej i może stanowić wstęp do zastosowania bardziej zaawansowanych metod w tym zakresie.

Obecnie, zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi operator sieci przesyłowej oraz operatorzy sieci dystrybucyjnych publikują na swoich stronach internetowych informacje na temat ciągłości dostaw energii elektrycznej przy użyciu wskaźników SAIDI, SAIFI dla przerw długich planowanych i nieplanowanych przy uwzględnieniu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych oraz wskaźnika MAIFI dla przerw krótkich.

Dokonana weryfikacja publikowanych przez przedsiębiorstwa sieciowe informacji na temat jakości dostaw energii elektrycznej ujednoliciła metodologię obliczania oraz sposób zbierania danych jakościowych w poszczególnych przedsiębiorstwach sieciowych, a także sposób ich weryfikacji. W chwili obecnej trwają prace nad wprowadzeniem regulacji jakościowej.

Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

Zasady podejmowania przez operatorów systemu działań o charakterze nadzwyczajnym w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, takich jak wprowadzanie ograniczeń w poborze i dostarczaniu energii elektrycznej, zostały szczegółowo opisane w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci opracowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Zasady te podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE przed ich wejściem w życie.

Jednocześnie w przypadku wystąpienia sytuacji uzasadniającej podjęcie działań nadzwyczajnych, operator systemu przesyłowego został zobowiązany do opracowania raportu opisującego podejmowane

działania oraz ich skutki, który podlega ocenie Prezesa URE, a następnie jest przekazywany Ministrowi Gospodarki. Po wyczerpaniu, przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i przy dołożeniu należytej staranności, Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Należy zaznaczyć, że w 2014 r. działania, o których mowa powyżej nie były podejmowane.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne organem odpowiedzialnym za przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o podjętych środkach nadzwyczajnych jest Minister Gospodarki.

Odnawialne źródła energii elektrycznej: przyłączenie, dostęp do sieci, dispatching, bilansowanie

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, za przyłączenie instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) o mocy zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Źródła tego typu, a także jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW są traktowane preferencyjnie, gdyż od pozostałych źródeł wytwarzania pobiera się opłatę ustaloną na podstawie całości rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Dodatkowo preferencyjnie traktowane są również mikroinstalacje (instalacje odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW), za przyłączenie których do sieci dystrybucyjnej nie pobiera się opłat.

Jeżeli przedsiębiorstwo sieciowe odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest ono zobowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o tym fakcie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. W sytuacji, gdy odmowa ta wynika z braku warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, przedsiębiorstwo sieciowe może uzgodnić wysokość opłaty za przyłączenie z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci.

Dodatkowo, podmiot wykonujący zadania sprzedawcy z urzędu ma obowiązek zakupu oferowanej przez wytwórców energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania tego sprzedawcy. Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym, ogłaszanej corocznie przez Prezesa URE.

Obowiązujące zasady funkcjonowania rynku przewidują priorytetowe prawa dostępu do sieci w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej przez OZE. W szczególności, zgodnie z art. 9c ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii oraz w wysoko-sprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie należy podkreślić, że w przypadku jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych⁴⁾, których plany pracy ustala operator systemu elektroenergetycznego przesyłowego w ramach centralnego planowania pracy tych jednostek, zastosowanie mają procedury opisane w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, które nie przewidują wprost praw priorytetowych dla instalacji odnawialnych źródeł energii. Głównym kryterium doboru jednostek wytwórczych do pracy w systemie elektroenergetycznym są kwestie niezawodności i bezpieczeństwa pracy systemu. Dotyczy to w szczególności jednostek wytwórczych, w których odbywa się współspalanie paliw konwencjonalnych z paliwami zaliczanymi do odnawialnych źródeł energii (np. biomasa).

⁴⁾ Zgodnie z § 2 pkt 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.), przez jednostkę wytwórczą centralnie dysponowaną (JWCD) rozumie się „jednostkę wytwórczą:

- a) przyłączoną do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
- b) kondensacyjną o mocy osiągalnej wyższej niż 100 MW przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV, albo
- c) przyłączoną do koordynowanej sieci 110 kV inną niż określona w lit. b, którą operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ta jednostka wytwórcza jest przyłączona”.

Odnosząc się do odpowiedzialności za bilansowanie odnawialnych źródeł energii należy stwierdzić, że obowiązujące przepisy prawa nie przyznają szczególnych (odmiennych) praw tym źródłom. OZE podlegają takim samym zasadom bilansowania, jak pozostałe źródła energii, zarówno w odniesieniu do zgłaszania planów pracy i umów sprzedaży energii do operatorów systemu elektroenergetycznego, jak również w odniesieniu do rozliczeń za niezbilansowanie.

W 2014 r. do pięciu największych OSD oraz OSP złożono 2 468 szt. wniosków o przyłączenie OZE do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 2 498 MW. W tym samym roku, tj. 2014 r. zostało przyłączonych 1 277 szt. OZE o łącznej mocy przyłączeniowej 683 MW. Największy udział liczbowy w złożonych wnioskach i zrealizowanych przyłączeniach miały elektrownie słoneczne (2 011 szt. złożonych wniosków i 1 033 szt. zrealizowanych przyłączeń), natomiast największy udział w łącznej mocy przyłączeniowej miały elektrownie wiatrowe (1 811 MW łączna moc przyłączeniowa wniosków, 582 MW łączna moc przyłączeniowa zrealizowanych przyłączeń).

Na koniec 2014 r. liczba OZE oczekujących na przyłączenie do sieci operatorów elektroenergetycznych wynosiła 3 711 szt., co odpowiada łącznej mocy przyłączeniowej oczekującej na przyłączenie 18 564 MW, z czego: elektrownie słoneczne to 2 271 szt. i 1 123 MW, a elektrownie wiatrowe to 1 082 szt. i 17 136 MW.

3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych

Taryfy dla energii elektrycznej w zakresie przesyłania lub dystrybucji ustalane są przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje, zgodnie z zasadami określonymi w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (dalej: „rozporządzenie taryfowe”). Przedsiębiorstwa energetyczne przedkładają Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE.

Regulator zatwierdza i kontroluje stosowanie taryf energii elektrycznej pod względem zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 ustawy – Prawo energetyczne, w tym analizuje i weryfikuje koszty przyjmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat.

W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej regulator może ustalić z urzędu, w drodze decyzji, współczynniki korekcyjne, wynikające wyłącznie ze zmiany warunków zewnętrznych, które przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane stosować w odniesieniu do cen i stawek opłat określonych w taryfie do czasu wejścia w życie nowej taryfy.

W przypadku upływu czasu na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy przedsiębiorstwo stosuje dotychczasową taryfę, jeżeli decyzja Prezesa URE nie została wydana albo toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE.

Decyzje w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej wydawane są na podstawie art. 104 ustawy z 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego⁵⁾. Od decyzji tych przysługuje odwołanie do SOKiK, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia ich doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 479 pkt 1 i art. 479 § 1 Kodeksu postępowania cywilnego).

Proces zatwierdzania taryf dla operatorów systemów dystrybucyjnych co roku poprzedzony jest opublikowaniem przez regulatora „Założeń do kalkulacji taryf dla OSD”, mających charakter wytycznych w zakresie kalkulacji taryf, służących m.in. określeniu uzasadnionego poziomu przychodu regulowanego przedsiębiorstw energetycznych. Założenia te publikowane są w okresie pozwalającym OSD na złożenie taryf skalkulowanych na ich podstawie i zapewniającym regulatorowi czas na zatwierdzenie i opublikowanie taryf w terminie umożliwiającym OSD wprowadzenie ich do stosowania z początkiem roku kalendarzowego.

W 2014 r. Prezes URE zatwierdzał taryfy dla energii elektrycznej dla:

- 1) operatora systemu przesyłowego (OSP) – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
- 2) operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności – dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na wszystkich poziomach napięć, czyli dla

⁵⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 267.

- odbiorców przemysłowych, średniego i małego biznesu oraz gospodarstw domowych (grupy taryfowe G),
- 3) przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną, tzw. sprzedawców z urzędu – w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, przyłączonych do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego, dla których przedsiębiorstwo obrotu świadczy usługę kompleksową,
 - 4) pozostałych przedsiębiorstw energetycznych, tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w zakresie obrotu energią elektryczną (grupy G) i dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

W przypadku przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych (grup taryfowych G), taryfy te zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w grudniu 2014 r. na okres do 31 grudnia 2015 r.

Wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2015 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2015 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)” opublikowanym na stronie internetowej URE.

Podstawowym założeniem Prezesa URE w trakcie prowadzonych w 2014 r. przygotowań do procesu taryfowania była kontynuacja podejścia zastosowanego w latach poprzednich dla 4-letniego okresu regulacji OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności, tj. dla lat 2012–2015. Rok 2015 jest ostatnim rokiem tego okresu regulacji.

W trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2015 r., poziom kosztów operacyjnych dla każdego z OSD został wyznaczony w oparciu o współczynniki korekcyjne wynikające z wydanych w 2012 r. przez Prezesa URE decyzji ustalających współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania OSD w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015. Decyzje te uwzględniały wyniki dokonanej w latach 2010–2011 oceny efektywności OSD w zakresie kosztów operacyjnych. Przy ustalaniu uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej również wykorzystano wyniki dokonanej oceny efektywności OSD w tym zakresie.

W prowadzonym w 2014 r. procesie taryfowania operatorów systemów dystrybucyjnych kontynuowano metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, wprowadzoną na okres 2011–2015. Sposób wyznaczania pozostałych kosztów determinujących poziom przychodu regulowanego dla każdego z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych został określony w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2015 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2015 r. został rozpoczęty w listopadzie 2014 r. i objął pięciu OSD. Prezes URE 17 grudnia 2014 r. zatwierdził taryfy dla operatorów systemów dystrybucyjnych na okres do 31 grudnia 2015 r.

W przypadku OSP proces taryfowania prowadzony w 2014 r. kontynuowany był w oparciu o regulację typu *cost of service*. Zastosowanie w tym przypadku metod porównawczych jest niemożliwe ze względu na brak innych przedsiębiorstw o podobnych warunkach działania (w Polsce funkcjonuje tylko jeden OSP). W sierpniu 2014 r. Prezes URE wezwał OSP do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2015 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Wniosek ten został sporządzony w oparciu o zaakceptowaną przez Prezesa URE w 2012 r. metodę taryfy wieloletniej oraz decyzję ustalającą współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania analizie podlegały nie tylko wybrane pozycje kosztowe, ale również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy na 2015 r. zakończyło się wydaniem przez Prezesa URE decyzji 16 grudnia 2014 r.

Zapobieganie występowaniu subsydiowania skrośnego

Od 1 lipca 2007 r. nastąpiło wyodrębnienie ze struktur 14 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, operatorów systemów dystrybucyjnych, czyli rozdzielenie działalności dystrybucji energii elektrycznej od obrotu (handlu) tą energią.

Na rynku zaczęło działać oprócz 14 największych OSD 14 przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną. Obecnie, po połączeniu przedsiębiorstw, działa 5 OSD i 5 spółek obrotu pełniących funkcje sprzedawców z urzędu. Są to niezależne podmioty gospodarcze.

W przypadku pozostałych przedsiębiorstw energetycznych – tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, taryfy dla energii elektrycznej obejmują pełną działalność sieciową przedsiębiorstwa (wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa), natomiast w zakresie obrotu dotyczą jedynie odbiorców grup taryfowych G (gospodarstwa domowe), w związku ze zwolnieniem przez Prezesa URE przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia (w odniesieniu do innych odbiorców, niż odbiorcy w grupach G). Kalkulacja taryf tych przedsiębiorstw opiera się na jasno określonych zasadach, które w swoim założeniu eliminują subsydiowanie między działalnościami dystrybucji i obrotu.

3.1.4. Kwestie transgraniczne

Zatwierdzanie zasad dostępu do infrastruktury transgranicznej, w tym zasad alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

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.

W 2014 r. 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, ČEPS, ELES, MAVIR, SEPS, 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. 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 rok 2013 oraz 2014 (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.

Pod koniec 2013 r. PSE S.A. złożyły wniosek o zatwierdzenie metod alokacji zdolności przesyłowych na granicach Polski z innymi krajami Unii. W ramach prowadzonego postępowania PSE S.A. zostały wezwane do uzupełnienia wniosku o metody alokacji prowadzonej na połączeniu ze Szwecją (Swe-Pol Link) oraz metody stosowanej w alokacjach śróddziennych (*intraday*) w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Podczas analizy materiału dowodowego zebranego w trakcie postępowania administracyjnego, Prezes URE powziął wątpliwość co do zgodności metod alokacji (opisanych w Zasadach Aukcji CAO) 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 zawnioskowanie o opinię ACER w przedmiocie oceny zgodności decyzji podjętych przez regulatorów z regionu 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 za-

burzeniem 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.

Na połączeniach synchronicznych ma miejsce 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 – ČEPS, 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, ČEPS, 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 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.

W ciągu ostatnich kilku miesięcy operatorzy systemów przesyłowych regionu CEE zidentyfikowali problemy w obsłudze procesu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej rynku dnia bieżącego. Problemy te wynikają z przeciążenia systemów informatycznych Biura Alokacji na skutek zbyt dużej liczby ofert składanych na 4-godzinne sesje śróddzienne (*intraday*) przez niektórych, w tym polskich, uczestników tego rynku. Projekt aneksu do aktualnie obowiązującej umowy w sprawie organizacji aukcji śróddziennych zawiera propozycję przygotowaną przez czeskiego operatora systemu przesyłowego ČEPS, działającego jako Biuro Alokacji dla rynku śróddziennego (*intraday*) wymiany międzysystemowej, oraz współpracujących operatorów systemów przesyłowych regionu CEE. Obejmuje on swoim zakresem zmiany w procedurze alokacji śróddziennych mające zapobiec wspomnianym przeciążeniom systemów informatycznych na skutek zbyt dużej liczby składanych ofert. Dokumenty nie zostały jeszcze zatwierdzone, ponieważ jak wspomniano powyżej, w odniesieniu do alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych polski regulator wystąpił z wnioskiem do ACER o opinię.

Na połączeniu kablowym Polska-Szwecja, łączącym obszar kontroli PSE S.A. oraz Affärsverket Svenska Kraftnat (OSP na obszarze Szwecji), alokacja zdolności przesyłowych realizowana jest 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 realizowana jest 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 w roku 2014”.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2015 r.

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działań Prezesa URE należy kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia.

Zgodnie z pkt 6.5. wytycznych w sprawie zarządzania i alokacji dostępnej zdolności przesyłowej połączeń wzajemnych między systemami krajowymi (dalej: „wytyczne”), które stanowią załącznik do rozporządzenia 714/2009, każdego roku do 31 lipca organy regulacyjne publikują sprawozdanie zawierające informacje o kwocie przychodów uzyskanych w okresie dwunastu miesięcy kończącym się 30 czerwca tego roku i przedstawiające sposób wykorzystania tego dochodu, wraz z weryfikacją, czy dochód ten został wykorzystany zgodnie z ww. rozporządzeniem i wytycznymi oraz czy łączna kwota dochodu z ograniczeń została przeznaczona na jeden lub więcej spośród trzech zalecanych celów, o których mowa w art. 16 ust. 6 rozporządzenia.

Według stanu księgowego na początek marca 2015 r., zaksięgowane w 2014 r. przychody z tytułu udostępniania zdolności wymiany międzysystemowej w ramach aukcji skoordynowanych na profilu synchronicznym wyniosły 11 206 112,49 zł. W okresie styczeń – grudzień operator systemu przesyłowego dokonał na rzecz uczestników wymiany międzysystemowej zwrotu części uzyskanych przychodów. Ww. zmniejszenie przychodów związane było ze zwrotem przez uczestników wymiany międzysystemowej części nabytych w ramach aukcji rocznych i miesięcznych praw przesyłu, do aukcji dobowych. Zaksięgowany w całym 2014 r. zwrot przychodów z tytułu ww. redukcji zdolności przesyłowych wyniósł 935 085,70 zł. Zgodnie z powyższym faktyczne przychody operatora systemu przesyłowego uzyskane z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany systemowej na połączeniach synchronicznych (po pomniejszeniu o ww. zwrot) w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2014 r. wyniosły 10 271 026,79 zł.

Według stanu księgowego na początek marca 2015 r. przychody operatora systemu przesyłowego z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2014 r. wyniosły 86 906 268,66 zł. Uzyskana za okres 1 stycznia – 31 grudnia 2014 r. wielkość dochodu z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami Unii Europejskiej, wyliczonego zgodnie z obowiązującymi przepisami księgowymi, w całości zasili Fundusz Celowy. Fundusz ten został utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE S.A. 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego.

Operator systemu przesyłowego przeznaczy dochody uzyskane z alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na cele, o których mowa w art. 16 ust. 6 lit. b rozporządzenia 714/2009, tj. na utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci. Powyższe dotyczy w szczególności realizacji inwestycji w nowe połączenia określone w Planie Rozwoju, uzgodnionym przez Prezesa URE, a następnie wprowadzone do operacyjnych planów inwestycyjnych operatora systemu przesyłowego. W szczególności, OSP przeznaczy środki gromadzone na Funduszu na finansowanie (jako jedno ze źródeł finansowania) zadań inwestycyjnych wchodzących w ramy projektu budowy połączenia Polska-Litwa. W okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2014 r., na powyższe zadanie wydatkowano łącznie 231 274 562,82 zł środków z Funduszu Celowego. Z uwagi na czasochłonność i harmonogram procesów inwestycyjnych powyższa kwota wydatkowanych środków pieniężnych nie jest równoznaczna z obniżaniem Funduszu Celowego w kapitałach PSE S.A. w danym roku. Wydatki te będą stanowiły podstawę do obniżenia Funduszu Celowego po zakończeniu danego zadania inwestycyjnego i oddaniu do użytkowania środków trwałych powstałych w wyniku realizacji zadania.

Nieplanowe przepływy energii elektrycznej

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. Przepływy nieplanowe to transgraniczna wymiana mocy, która nie została zgłoszona do operatora systemu przesyłowego w postaci grafików wymiany międzysystemowej, a tym samym nie jest objęta rynkowym mechanizmem alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Przepływy nieplanowe składają się z:

- naturalnego krążenia mocy w połączonych systemach elektroenergetycznych, wynikającego z warunków pracy tych systemów. Nawet w przypadku braku wymiany handlowej w Europie (wyzerowane saldo importowe/eksportowe każdego kraju), na połączeniach transgranicznych pojawią się przepływy mocy, które nazywamy przepływami kołowymi (tzw. *loop flows*),
- nieplanowych tranzytów mocy wynikających z transakcji handlowych pomiędzy oraz wewnątrz innych obszarów rynkowych w regionie, które nie zostały skoordynowane w procesie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych. Nieplanowe tranzyty mocy przez krajowy system elektroenergetyczny (KSE) zajmują obciążalność cieplną linii przesyłowych KSE, co powoduje, że nie mogą one być wykorzystywane do eksportu lub importu energii z/do KSE tj. transakcji handlowych zawieranych przez uczestników rynku.

W odróżnieniu od przepływów fizycznych, przepływ handlowy reprezentuje plan przesyłu energii elektrycznej wynikający z kontraktów zawartych pomiędzy uczestnikami rynku wymiany międzysystemowej. Z kolei wielkość przepływów fizycznych energii w kierunku eksportu/importu jest wyznaczana jako suma przepływów na liniach wymiany transgranicznej z Polski do/z sąsiednich systemów elektroenergetycznych.

Na rys. 4 przedstawiono średnioroczne wartości nieplanowanych przepływów na granicach Polski i niektórych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) w 2014 r. oraz ich zmianę w odniesieniu do 2013 r.

Rysunek 4. Średnia roczna wartość nieplanowanych przepływów na granicach Polski i niektórych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej w 2014 r. [MWh] oraz zmiana tej wartości w stosunku do 2013 r. [%]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

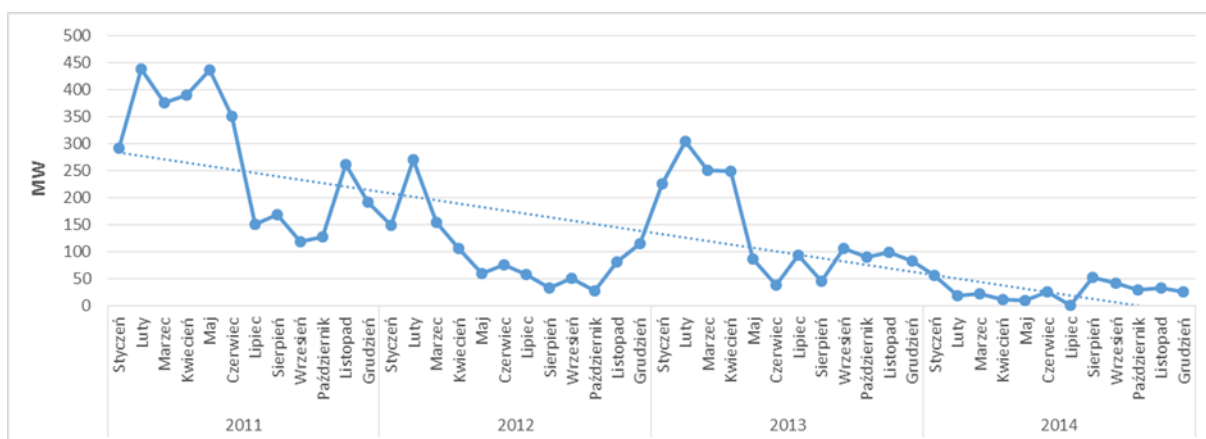
Warto zauważyć, że średnia wartość nieplanowanych przepływów energii elektrycznej na polskich granicach synchronicznych, w szczególności na granicy polsko-niemieckiej, stanowi znaczną część importowanych mocy przesyłowych, które wynikają ze zdolności technicznych krajowego systemu przesyłowego w warunkach bezpiecznej pracy systemu. W konsekwencji, udostępniane dla uczestników importowe moce przesyłowe stanowią tylko niewielką część mocy technicznych. Ponadto zdolności przesyłowe w kierunku importu są udostępniane w krótkich horyzontach czasowych (rynek dnia następnego i bieżącego) ze względu na brak możliwości przewidywania nieplanowanych przepływów energii elektrycznej w długich horyzontach czasowych. Ma to związek z faktem, że nieplanowe przepływy energii elektrycznej są skorelowane z generacją wiatrową w obszarze niemieckiej sieci przesyłowej zarządzanej przez operatora 50Hertz, jak również z wymianą handlową z Niemiec do Austrii, która w dużej mierze jest realizowana fizycznie poprzez sieci innych, sąsiednich, operatorów systemów przesyłowych.

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 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. 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. Wniosek został złożony w listopadzie 2014 r., do końca ubiegłego roku ACER nie wydała opinii w tym zakresie.

Rysunek 5. 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.

Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich

Krajowy system elektroenergetyczny jest połączony z dwoma systemami elektroenergetycznymi państw, które nie są członkami UE – Białorusią i Ukrainą. W przypadku transgranicznego połączenia z Białorusią linia pozostaje wyłączona z eksploatacji ze względu na zły stan techniczny uniemożliwiający jej eksploatację. Połączenie z Ukrainą umożliwia dostawy energii elektrycznej, które realizowane są przy wykorzystaniu mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych na zasadzie aukcji typu *explicit*. Wprowadzone przez polskiego OSP aukcje mają charakter jednostronny. W przypadku wymiany transgranicznej pomiędzy Polską a Ukrainą istnieje jedynie możliwość zamawiania mocy w cyklach miesięcznych dla których organizowana jest aukcja zdolności przesyłowych, z której może korzystać tylko jeden podmiot w danej chwili tj. wygrywający aukcję.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnym planem rozwoju

Z przeprowadzonej analizy sprawozdań z wykonania planów rozwoju za 2014 r. wynika, że pięciu największych OSD oraz OSP łącznie zrealizowali zbliżony do planowanego poziom nakładów inwestycyjnych, który wyniósł ok. 6 400 mln zł. 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. Nakłady inwestycyjne planowane i uwzględnione w taryfie 5 największych 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.

W 2014 r. kontynuowano rozpoczęty w poprzednim roku proces uzgadniania aktualizacji planu rozwoju OSP na lata 2010–2025 w zakresie lat 2014–2018. Aktualizacja planu rozwoju, o którą wystąpił

OSP, wynikała z potrzeby uwzględnienia w planie rozwoju nowych zadań wynikających z wydanych warunków przyłączeniowych i podpisanych umów przyłączeniowych, a także konieczności aktualizacji harmonogramów i zakresów rzeczowych zadań. W styczniu 2014 r. Prezes URE uzgodnił aktualizację planu rozwoju na wnioskowany przez PSE S.A. okres, tj. na lata 2014–2018.

Kontrola spójności planu rozwoju PSE S.A. z planem europejskim (TYNDP), opracowanym przez ENTSO-E, odbywa się przy każdej aktualizacji któregokolwiek z ww. dokumentów. Zidentyfikowane niespójności na bieżąco są wyjaśniane z OSP (zazwyczaj niespójności wynikają z niejednakowych terminów uaktualniania tych dokumentów). W 2014 r. ocena spójności dokonywana była w trakcie uzgadniania kolejnej aktualizacji planu rozwoju PSE S.A. oraz w trakcie prac nad raportem w sprawie realizacji inwestycji, opracowanym przez ACER w 2014 r. (opinia ACER nr 16/2014).

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

W 2014 r. kontynuowano rozpoczęte w poprzednim roku prace nad wnioskiem litewskiego operatora systemu przesyłowego LITGRID AB o transgraniczną alokację kosztów dla projektu Alytus-granica PL/LT, w które Prezes URE był zaangażowany. W listopadzie 2014 r. litewski regulator, na podstawie art. 12 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, przekazał ten wniosek do rozpatrzenia ACER. Prace Agencji nad wnioskiem nie zostały zakończone w 2014 r.

W 2014 r. rozpoczęły się prace nad wyborem projektów na 2. unijną listę projektów wspólnego zainteresowania – projektów niezbędnych do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I rozporządzenia 347/2013. Prace te odbywały się w grupach regionalnych, w skład których wchodziłi przedstawiciele: Komisji, Agencji, ENTSO-E, państw członkowskich, krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych. Prezes URE uczestniczył w pracach grup: „Baltic Energy Market Interconnection Plan in electricity” (BEMIP Electricity) i „North-South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe” (NSI East Electricity). W 2015 r. zostaną zakończone prace grup regionalnych, po czym Komisja ogłosi 2. listę projektów wspólnego zainteresowania.

URE współpracuje z organami regulacyjnymi państw UE w ramach Rady Regulatorów, grup roboczych, zespołów zadaniowych i zespołów roboczych działających w strukturze ACER. Prace z zakresu rozwoju rynków skoncentrowane są głównie na współtworzeniu kodeksów i wytycznych sieciowych, projektach wczesnej implementacji rozwiązań, które będą przedmiotem planowanej regulacji prawnej, raporcie monitorującym rynki energii oraz innych zagadnieniach związanych z rynkowymi aspektami współpracy transgranicznej.

W ramach prac w regionie CEE w lutym 2014 r. podpisane zostało Memorandum of Understanding (MoU). Sygnatariuszami porozumienia byli regulatorzy, operatorzy systemów przesyłowych oraz giełdy energii z regionu CEE. Na jego podstawie strony zobowiązały się do utworzenia wspólnego projektu, który ma na celu rozwój, implementację i następnie uruchomienie dziennych alokacji w oparciu o metodę Flow-Based Market Coupling. Następnie realizowane były prace związane z opracowywaniem przez operatorów systemów przesyłowych metody Flow-Based Market Coupling. Prace w regionie były prowadzone w ramach Grupy Wdrożeniowej, w spotkaniach której brali udział przedstawiciele regulatorów, operatorów systemów przesyłowych, giełd energii oraz reprezentanci ACER. W 2014 r. we wszystkich spotkaniach brał udział przedstawiciel Prezesa URE. Podczas 2014 r. regulatorzy z regionu CEE monitorowali prace nad projektem połączenia biur aukcyjnych CAO oraz CASC (Capacity Allocating Service Company) w jedno biuro JAO (Joint Allocation Office). Fuzja przewidziana jest na sierpień 2015 r. Zdolności przesyłowe mają być alokowane według zharmonizowanych zasad aukcji za pośrednictwem JAO na 2016 r.

3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

Przestrzeganie i wdrażanie przez organ regulacyjny wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji ACER i Komisji Europejskiej oraz wytycznych ACER

Zgodnie z art. 37 ust. 1 lit. d dyrektywy 2009/72/WE do obowiązków regulatorów należy przestrzeganie i wdrażanie wszystkich prawnie wiążących decyzji Agencji oraz Komisji. W okresie objętym raportem organy te nie wydały w stosunku do URE prawnie wiążącej decyzji.

Art. 39 dyrektywy 2009/72/WE stanowi, że każdy organ regulacyjny oraz Komisja mogą zwrócić się do Agencji o opinię w sprawie zgodności decyzji podjętej przez organ regulacyjny z wytycznymi, o których mowa w dyrektywie lub w rozporządzeniu 714/2009. W listopadzie 2014 r. Prezes URE złożył wniosek o opinię ACER w przedmiocie oceny zgodności decyzji podjętych przez regulatorów z regionu CEE w zakresie zatwierdzania metod alokacji z przepisami rozporządzenia 714/2009 i załączonymi do niego wytycznymi. Opinia w tym zakresie zostanie wydana w III kwartale 2015 r.

Zgodność działań operatorów z postanowieniami prawa wspólnotowego

Prezes URE kontroluje realizację przez OSP elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009. W roku ubiegłym nie stwierdzono nieprawidłowości w przestrzeganiu przez operatora systemu przesyłowego obowiązków wynikających z przepisów powyższego rozporządzenia.

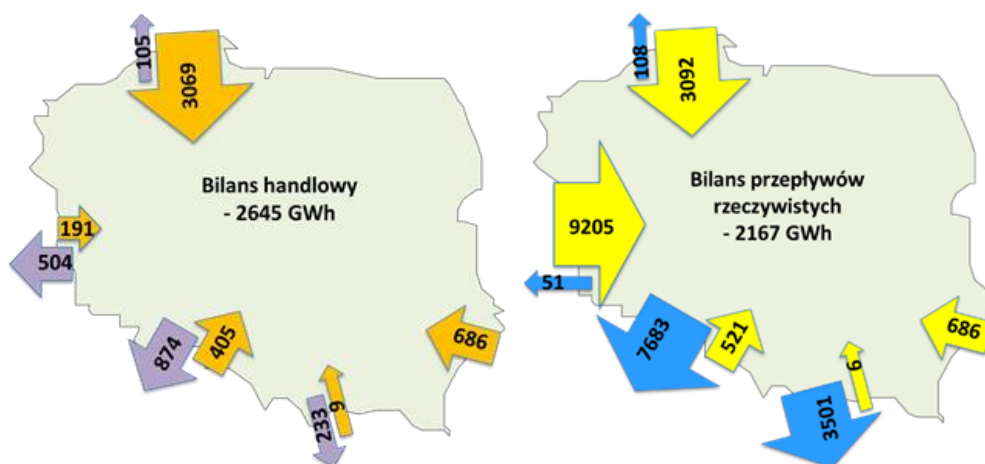
Ze względu na fakt, że na koniec 2014 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej działał jeden OSP, funkcjonujący w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, a spełnianie przez niego kryteriów niezależności było przedmiotem oceny w ramach toczącego się postępowania administracyjnego, monitoring niezależności OSP nie był prowadzony.

W odniesieniu do monitorowania wdrażania postanowień kodeksów sieciowych, monitoring ten będzie realizowany po przyjęciu tych kodeksów do stosowania.

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2014 r. zostały przedstawione na rys. 6.

Rysunek 6. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2014 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak można zauważyć bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2014 r. wyniosło -2 644,6 GWh (import). Należy przy tym zwrócić uwagę, że obserwowana zmiana salda wymiany międzysystemowej z eksportowego w 2013 r. na importowe w 2014 r. jest równoważna ograniczeniu zapotrzebowania na krajową produkcję energii elektrycznej. Jednocześnie należy zwrócić uwagę na istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniających się do znacznego ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych uczestnikom na tych granicach. (więcej o przepływach nieplanowych w pkt 3.1.4.).

Wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w 2014 r. określane były oddzielnie dla profilu synchronicznego, połączenia stałoprądowego ze Szwecją i pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina).

W każdym przypadku wykorzystywana była metodyka NTC z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

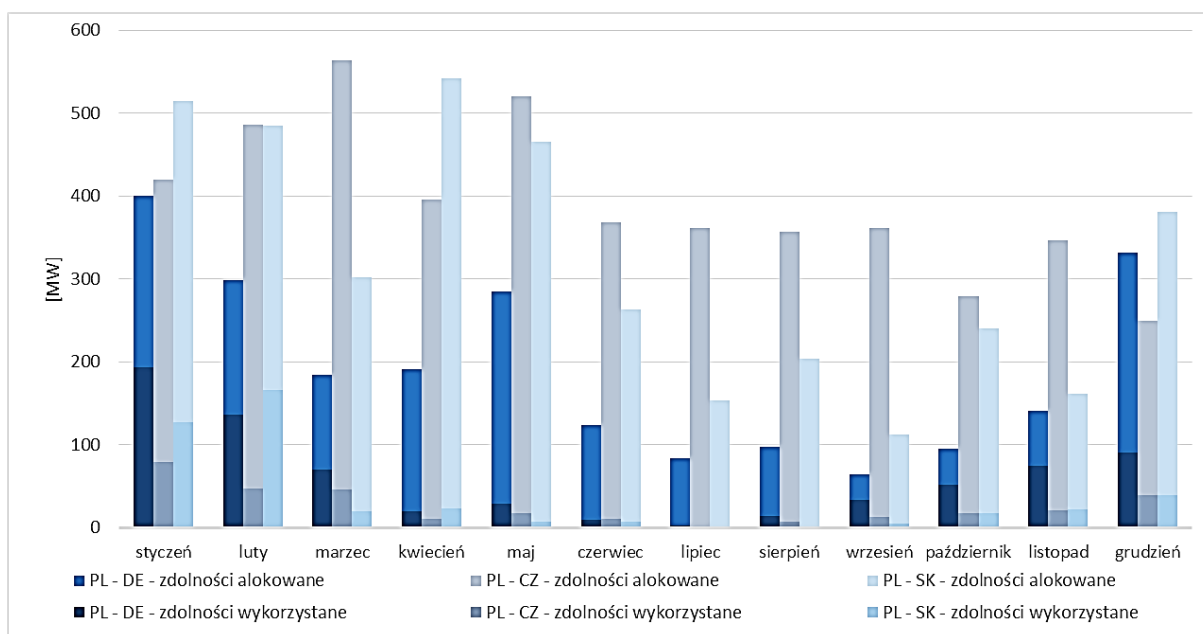
- dla profilu synchronicznego wyznaczone były wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączenia stałoprądowego ze Szwecją wyznaczone były wartości NTC dla eksportu i importu wyłącznie dla potrzeb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

Obliczenia zdolności przesyłowych wykonywane były z wykorzystaniem najwłaściwszego dla danego horyzontu czasowego modelu matematycznego, w którym reprezentowane były systemy krajów sąsiednich. Stosowane w obliczeniach marginesy bezpieczeństwa uwzględniały realnie możliwy wpływ czynników zewnętrznych na pracę polskiego systemu. W szczególności powodowało to istotne ograniczenia w zakresie możliwych do oferowania zdolności importowych na profilu synchronicznym. Mimo zastosowanych środków ostrożności dochodziło do powstawania zagrożeń w pracy sieci wymuszających stosowanie na dużą skalę działań zaradczych, w tym re-dispatchingu transgranicznego, którego sumaryczna wielkość zrealizowana w 2014 r. wyniosła ok. 361,7 GWh.

Uzyskane wartości NTC oferowane były w ramach obowiązujących procedur przetargowych z wykorzystaniem dedykowanych platform informatycznych. Wykaz oferowanych zdolności przesyłowych dla poszczególnych profili wymiany międzysystemowej oraz dla poszczególnych aukcji przedstawiono w oddzielnych zestawieniach, tj. dla profilu synchronicznego, dla połączenia stałoprądowego ze Szwecją oraz dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór.

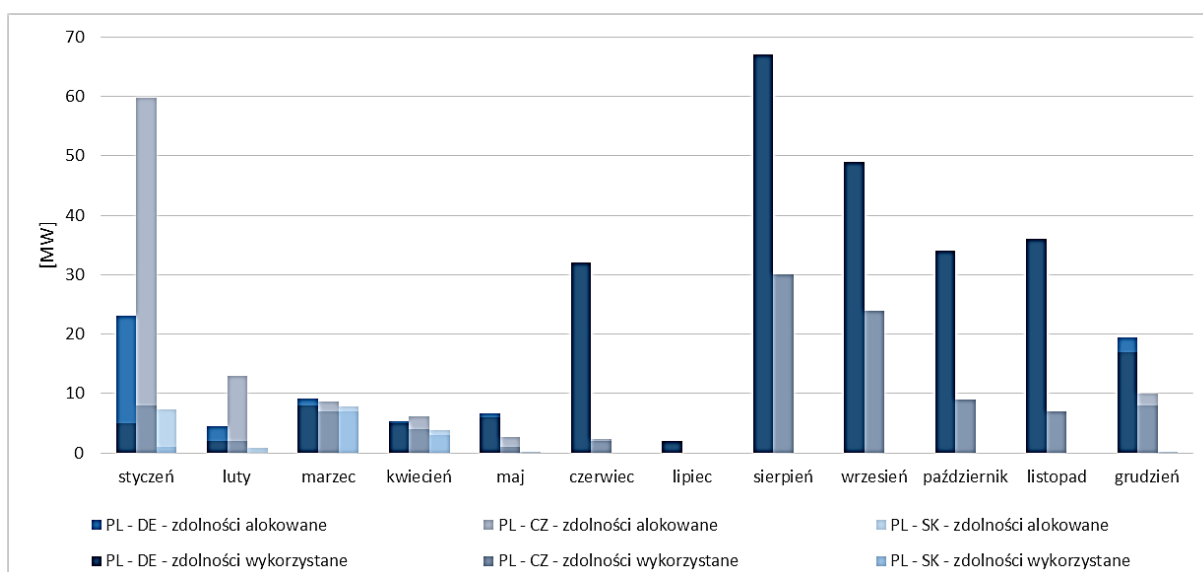
W 2014 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się na podstawie „Zasad skoordynowanych przetargów na zdolności przesyłowe w Regionie Europy Środkowo-Wschodniej”, w których uczestniczyło ośmiu operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z siedmiu krajów, tj. ČEPS, a.s.; TenneT TSO GmbH; 50Hertz Transmission GmbH; PSE S.A.; MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd.; Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.; Elektro-Slovenija, d.o.o. oraz Austrian Power Grid AG. Poniżej na rys. 7 oraz 8 przedstawiono wielkości alokowanych i wykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnionych w skoordynowanych aukcjach (rocznych, miesięcznych dobowych oraz w dniu realizacji dostawy – *intra-day*) w poszczególnych horyzontach czasowych w 2014 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu na połączeniach synchronicznych.

Rysunek 7. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2014 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 8. Średnioroczny udział zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych w kierunku eksportu udostępnianych w skoordynowanych aukcjach w poszczególnych horyzontach czasowych w 2014 r. [%]



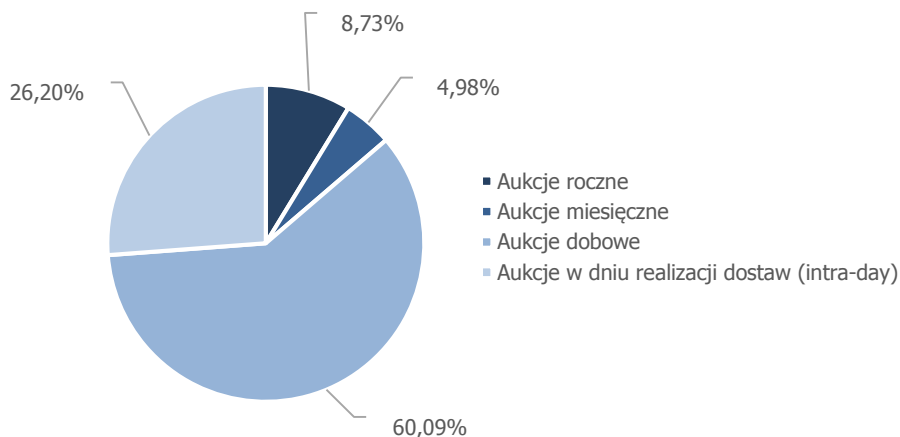
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Alokacja mocy przesyłowych w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*), gdzie moce te są oferowane łącznie na profilu technicznym obejmującym granice z Niemcami, Czechami i Słowacją, odzwierciedla oczekiwane przez uczestników rynku różnice cen na rynku krajowym i rynkach sąsiednich. W szczególności, podział łącznych mocy oferowanych pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w większości miesięcy 2014 r. oczekiwali największej nadwyżki rynkowej na granicach z Czechami i Słowacją. Jednocześnie stopień wykorzystania alokowanych zdolności przesyłowych może świadczyć, że w największym stopniu były wykorzystywane moce przesyłowe alokowane do Niemiec. Odmianą sytuacją w zakresie alokacji mocy przesyłowych miała miejsce w przypadku importu energii elektrycznej. W szczególności, najwięcej oferowanych mocy przesyłowych zostało alokowanych z Niemiec, a następnie Czech. W przypadku importu stopień

wykorzystania alokowanej mocy przesyłowych, za wyjątkiem pierwszych dwóch miesięcy 2014 r. był bardzo wysoki.

Należy również zwrócić uwagę, że ilość udostępnianych mocy przesyłowych w kierunku eksportu jest znacznie większa niż ma to miejsce w przypadku importu. Taka sytuacja jest podyktowana przede wszystkim istnieniem nieplanowych przepływów energii. Nieplanowe przepływy energii powodują również, że znaczna część mocy przesyłowych jest udostępniana w krótszych horyzontach czasowych. W szczególności, zdolności przesyłowe w kierunku importu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dnia następnego (średnio 76,5% oferowanych zdolności przesyłowych) i aukcjach śróddziennych (średnio 23,5% oferowanych zdolności przesyłowych). Średnioroczny udział zdolności przesyłowych w kierunku eksportu udostępnianych w skoordynowanych aukcjach w poszczególnych horyzontach czasowych w 2014 r. został przedstawiony na rys. 9.

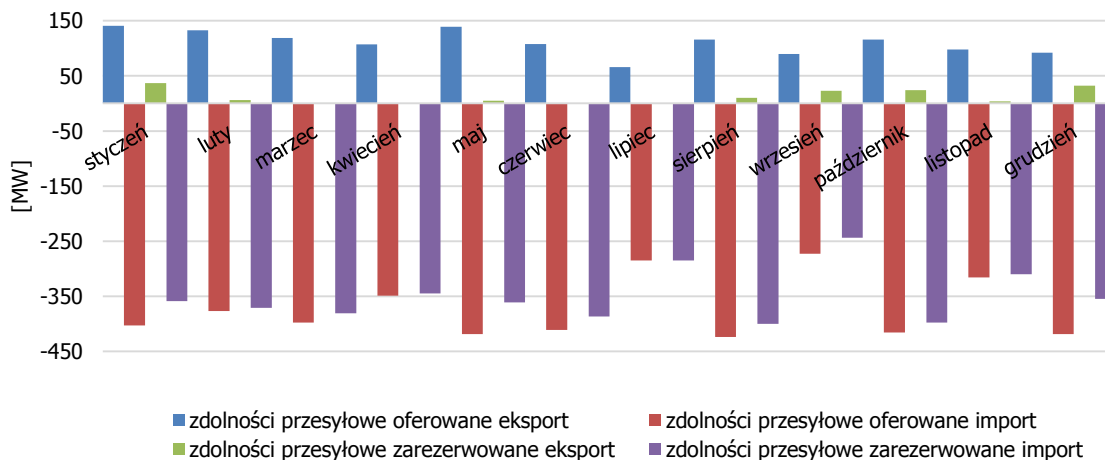
Rysunek 9. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2014 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2014 r. była realizowana w kierunku eksportu i importu w oparciu o mechanizm *market coupling* prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool Spot AS. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe wyniosły: w kierunku eksportu z Polski 300 MW, a w kierunku importu do Polski 600 MW. Na rys. 10 zestawiono średnie wartości oferowanych zdolności przesyłowych w poszczególnych miesiącach.

Rysunek 10. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2014 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]

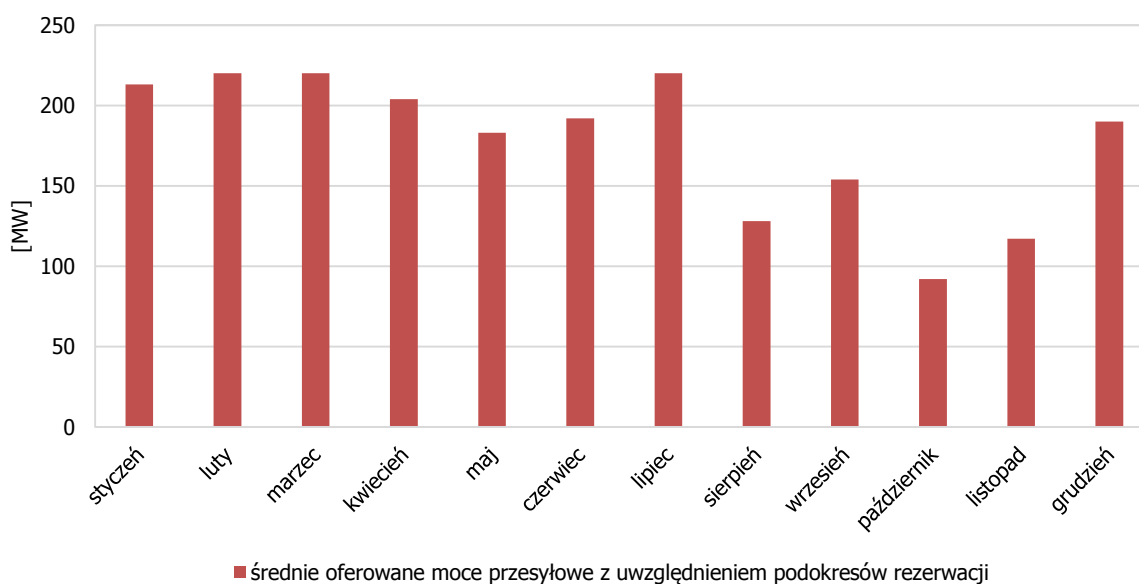


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Kierunek wymiany handlowej w mechanizmie *market coupling* jest zdeterminowany różnicą cen energii elektrycznej ukształtowanych na rynkach dnia następnego podlegających połączeniu. W szczególności, mechanizm ten pozwala zapewnić, że alokacja mocy przesyłowych i tym samym ich wykorzystanie umożliwi przepływ energii elektrycznej z rynku o niższej cenie do rynku o wyższej cenie (w skrajnym przypadku doprowadzi to do wyrównania cen energii elektrycznej na obu rynkach). Przedstawione powyżej dane pozwalają na stwierdzenie, że w 2014 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w oparciu o „Zasady udostępniania i przetargów miesięcznych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE S.A. i NEK UKRENERGO w roku 2014”, zgodnie z którymi alokacja mocy odbywa się w kierunku importu energii elektrycznej do Polski w przetargach miesięcznych. W przetargach tych były udostępniane zdolności przesyłowe w maksymalnej wysokości 220 MW. Przy czym w przetargach na styczeń, kwiecień, maj, czerwiec, sierpień, wrzesień, październik, listopad i grudzień zdolności przesyłowe zostały obniżone w wybranych dobach (podokresach rezerwacji) z powodu planowanych wyłączeń linii lub zagrożenia przekroczenia limitów napięciowych. Na rys. 11 zostały przedstawione średnie oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku UKRENERGO → PSE S.A. (import) w 2014 r.

Rysunek 11. Średnie oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek UKRENERGO → PSE S.A. (import), w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2014 r.

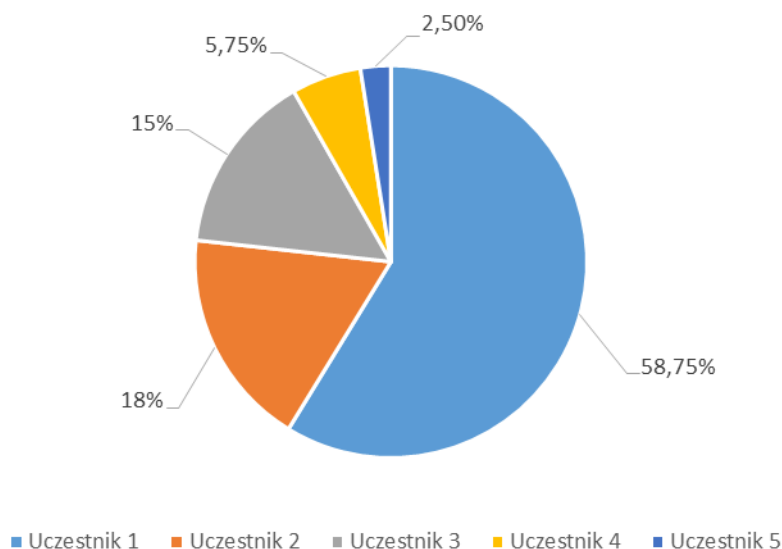
W przetargu rocznym na rezerwację mocy przesyłowych oferty składało 30 uczestników rynku. Zdolności przesyłowe zostały alokowane dla pięciu podmiotów, przy czym udziały uczestników rynku w alokowanej mocy w przetargu rocznym zawierały się w granicach od 2,5% do 58,8%.

W przetargach miesięcznych uczestniczyło maksymalnie 18 uczestników rynku. Zdolności przesyłowe były alokowane dla 12 uczestników rynku, przy czym ich udziały w alokowanej mocy zawierały się w granicach od 0,3% do 35,0%.

W przetargach dobowych zdolności przesyłowe były alokowane w sumie dla 24 uczestników rynku. Ich udziały w alokowanej mocy nie przekraczały wielkości 32,2%.

Szczegółowe informacje o koncentracji udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2014 r. przedstawiają poniższe rysunki.

Rysunek 12. Udziały procentowe mocy alokowanych dla poszczególnych uczestników rynku – przetarg roczny

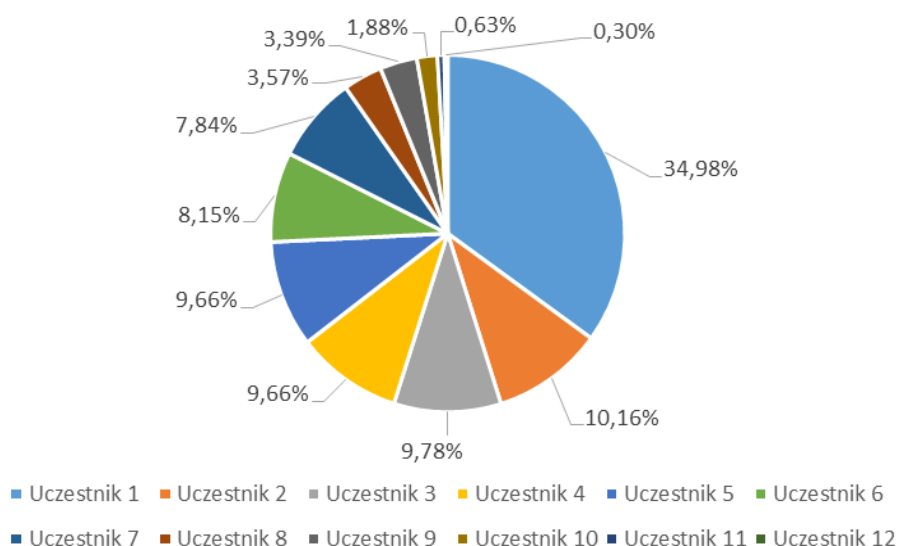


Źródło: PSE S.A.

W przetargach miesięcznych zdolności przesyłowych na przekrojach granicznych PSE S.A. udostępniły zdolności przesyłowe w 5 miesiącach roku. W zakresie ofert składanych w kierunku eksportu na przekrojach granicznych Polski, uczestniczyło maksymalnie 18 uczestników rynku. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (2014 r. – przetargi miesięczne) zostały alokowane dla 12 różnych podmiotów, uczestników rynku. Na rys. 13 zestawiono udziały procentowe mocy alokowanych dla podmiotów, które wygrały przetargi miesięczne.

Maksymalny udział w rynku jednego podmiotu wynosił około 35%.

Rysunek 13. Udziały procentowe mocy alokowanych dla poszczególnych uczestników rynku – przetargi miesięczne

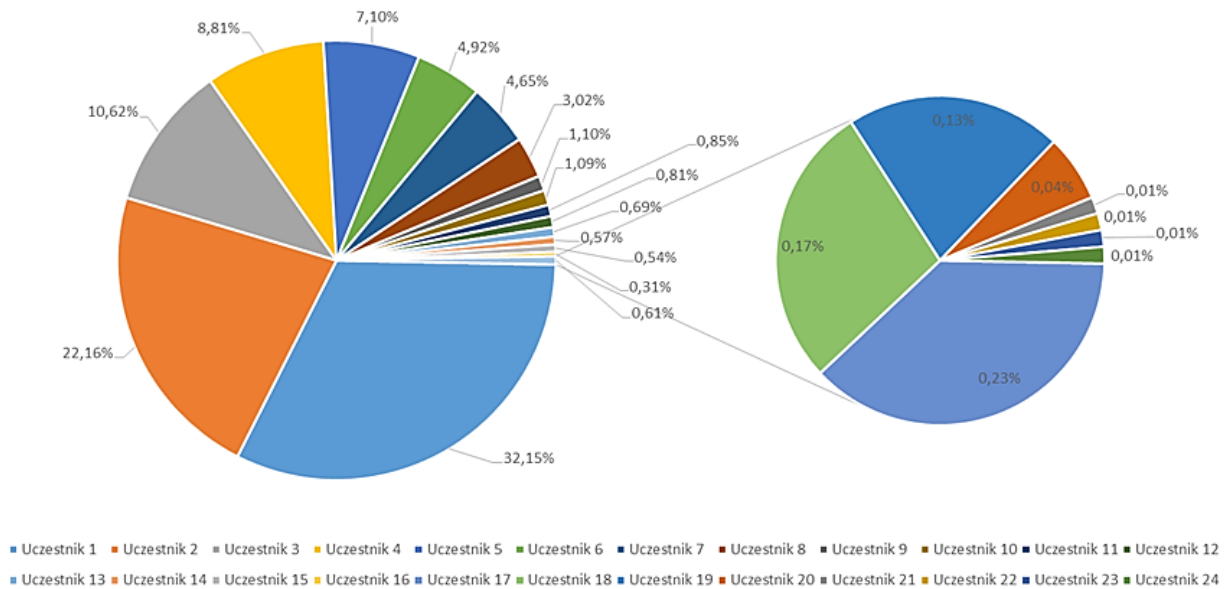


Źródło: PSE S.A.

W przetargach dobowych zdolności przesyłowych na przekrojach granicznych Polski, zdolności przesyłowe były alokowane zarówno w kierunku eksportu i importu. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (2014 r. – przetargi dobowe) zostały alokowane w sumie dla 24 różnych podmiotów, uczestników rynku. Na rys. 14 zestawiono udziały procentowe mocy alokowanych dla podmiotów, które wygrały

przetargi. Czternastu uczestników, którzy zakupili zdolności przesyłowe w przetargach dobowych w 2014 r., ma udział powyżej 1% w całkowitej wielkości alokowanych mocy. Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosi około 32,15%.

Rysunek 14. Udziały procentowe mocy alokowanych dla poszczególnych uczestników rynku – przetargi dobowe



Źródło: PSE S.A.

Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2014 r.

Ograniczenia rozumiane jako ograniczenia (redukcje) alokowanych w ramach przetargów zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, zostały wyznaczone przez operatora systemu przesyłowego zgodnie z zasadami zatwierdzonymi przez Prezesa URE.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych w zakresie przetargów dobowych w 2014 r. nie wystąpiły ograniczenia (redukcje), natomiast w zakresie przetargów długoterminowych w 2014 r. wystąpiła jedna redukcja, tj. redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 0 MW na przekroju ze Słowacją 1 grudnia 2014 r. w godz. 7:00 – 24:00. Redukcja ta związana była z koniecznością wymiany uszkodzonych elementów linii Krosno-Lemieszany stanowiących urządzenia odgromowe i tym samym z koniecznością awaryjnego wyłączenia tej linii.

W przypadku wymiany międzysystemowej niesynchronicznej na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja zdolności przesyłowe udostępniane są w ramach mechanizmu *market coupling*, który z założenia nie zawiera aukcji/przetargów o terminie dłuższym niż dzień następny. Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji udostępniali zdolności przesyłowe, przyjmowali i nominowali zgłoszone przez giełdy energii grafiki przesyłu, których wykonanie (handlowo) było gwarantowane przez ww. operatorów. Dlatego należy stwierdzić, że z założenia, na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2014 r. nie było ograniczeń alokowanych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

Inny przypadek wymiany międzysystemowej niesynchronicznej to wymiana realizowana na połączeniu Polska-Ukraina linią 220 kV Zamość-Dobrotwór. Na połączeniu tym wystąpiła redukcja alokowanych zdolności przesyłowych 28 stycznia 2014 r. od godz. 9:00 do godz. 15:00 do 0 MW, spowodowana koniecznością wyłączenia linii Zamość-Dobrotwór w związku z uszkodzeniem uziemnika w stacji energetycznej Zamość w polu linii Dobrotwór.

Nakładanie kar

Przepisy rozdziału 7 ustawy – Prawo energetyczne implementują art. 37 ust. 4 pkt d dyrektywy 2009/72/WE. W celu zapewnienia realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków wynikających z przepisów Prawa energetycznego ustawodawca polski wprowadził także normy prawne przyznające organom administracji publicznej kompetencje w zakresie wymierzenia, a także egzekwowania sankcji za naruszenie tych przepisów. Czyny, za które wymierzana jest kara pieniężna zostały enumeratywnie wymienione w ustawie. Ustawa określa także w sposób wyczerpujący zasady nakładania kar pieniężnych.

Uprawnionym do nakładania większości kar pieniężnych jest Prezes URE, jedynie w przypadkach naruszenia obowiązków związanych z wytwarzaniem biogazu rolniczego lub wytwarzaniem energii elektrycznej z biogazu rolniczego kompetencje w zakresie wymierzania kar pieniężnych przyznano Prezesowi Agencji Rynku Rolnego. Kary pieniężne są nakładane po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego. Postępowanie takie wszczynane jest z urzędu. Prezes URE ustalając wysokość kary pieniężnej, zobowiązany jest do uwzględnienia czterech przesłanek: stopnia szkodliwości czynu, stopnia zawinienia, dotychczasowego zachowania oraz możliwości finansowych adresata kary pieniężnej. Zgodnie z zasadami określonymi w art. 56 ustawy, co do zasady wysokość kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. W pewnych jednak przypadkach ustawodawca odstępuje od tej zasady – i tak: za nieprzestrzeganie obowiązków dot. niezależności operatora systemu wysokość kary pieniężnej wymierzonej nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu, a za nie wydanie w określonym terminie warunków przyłączenia do sieci wysokość kary pieniężnej nie może być niższa niż 3.000 zł za każdy dzień zwłoki w wydaniu warunków przyłączenia. Ponadto w przypadkach niewypełnienia pewnych obowiązków związanych z uzyskaniem i przedstawieniem do umorzenia świadectw pochodzenia oraz w przypadku nie przedłożenia lub przedłożenia niezgodnej ze stanem faktycznym deklaracji towarowemu domowi maklerskiemu lub domowi maklerskiemu wysokość kary pieniężnej została określona przy użyciu wzoru.

Kara pieniężna jest nakładana na podmiot zobowiązany do przestrzegania obowiązków określonych w art. 56 ust. 1 pkt 1-33 ustawy. Są to zatem co do zasady osoby prawne, w formie których działają przedsiębiorstwa energetyczne. Niezależnie jednak od wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorstwu energetycznemu Prezes URE jest uprawniony do ukarania kierownika tego przedsiębiorstwa. Wysokość kary w takim przypadku może maksymalnie wynosić 300% miesięcznego wynagrodzenia tego kierownika.

Ustawa – Prawo energetyczne przewiduje także możliwość odstąpienia od wymierzenia kary pieniężnej. Prezes URE może podjąć decyzję o odstąpieniu od nałożenia kary pieniężnej jeżeli zostały spełnione kumulatywnie dwie przesłanki, a mianowicie stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek.

Kryteria niezależności

Prezes URE podjął 4 czerwca 2015 r. decyzję o przyznaniu przedsiębiorstwu energetycznemu PSE S.A. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

Od daty wydania decyzji monitoringowi podlega spełnianie kryteriów niezależności, szczególnie nacisk kładziony jest przy tym na monitorowanie kwestii, które wskazane zostały jako problematyczne w opinii Komisji Europejskiej, tj. kwestia praw PSE S.A. do dysponowania urządzeniami elektroenergetycznymi, służącymi realizacji zadań w zakresie przesyłania energii elektrycznej i równoprawnego traktowania ich właścicieli oraz innych użytkowników systemu oraz kwestia niezależności PSE S.A. w kontekście niezależności poszczególnych organów państwa.

W tym drugim obszarze znaczącym zdarzeniem, które miało miejsce w lutym 2015 r. było przejęcie przez Ministra Skarbu Państwa nadzoru właścicielskiego nad spółkami węglowymi, z których część prowadzi w marginalnym zakresie i wyłącznie na rynkach lokalnych, uwarunkowaną historycznie działalność w zakresie wytwarzania i obrotu energią elektryczną.

Monitoring odbywa się poprzez śledzenie informacji prasowych, stron internetowych, a także raz w roku zaplanowane zostało badanie zmierzające do oceny spełniania kryteriów niezależności (badanie takie jest obecnie w toku).

3.2. Promowanie konkurencji

3.2.1. Rynek hurtowy

W 2014 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 158 734 GWh i było wyższe o ok. 0,5% niż w 2013 r. Poziom krajowego zużycia energii elektrycznej nie uległ zasadniczej zmianie w porównaniu do roku poprzedniego mimo rosnącego tempa wzrostu PKB w 2014 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 3,3%. Jednocześnie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2014 r. ukształtował się na poziomie 156 567 GWh i był niższy od wolumenu za poprzedni rok o ok. 3,7%. Różnica pomiędzy tymi wielkościami została 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. W tabeli poniżej przedstawiono strukturę produkcji, zużycie i krajowe saldo wymiany transgranicznej energii elektrycznej w latach 2013–2014.

Tabela 1. Struktura produkcji, krajowe saldo wymiany transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2013–2014 [GWh]*

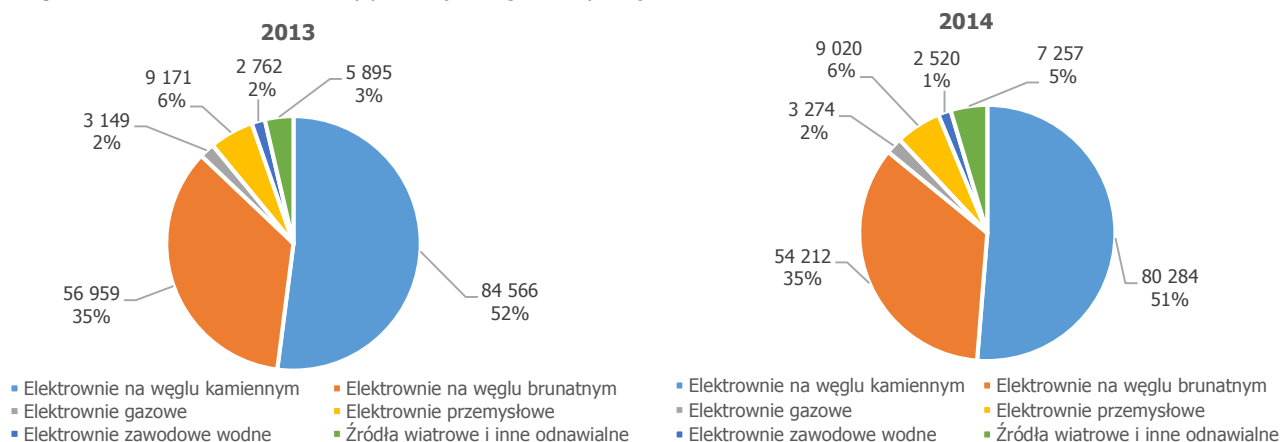
	2013 r.	2014 r.	Dynamika 2014/2013
Produkcja energii elektrycznej ogółem	162 501	156 567	-3,65
Elektrownie na węglu kamiennym	84 566	80 284	-5,06
Elektrownie na węglu brunatnym	56 959	54 212	-4,82
Elektrownie gazowe	3 149	3 274	3,98
Elektrownie przemysłowe	9 171	9 020	-1,64
Elektrownie zawodowe wodne	2 762	2 520	-8,76
Źródła wiatrowe	5 823	7 184	23,38
Inne źródła odnawialne	72	73	0,18
Saldo wymiany zagranicznej	-4 521	2 167	-
Krajowe zużycie energii	157 980	158 734	0,49

* Prezentowane wielkości są wyznaczane na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE. Dlatego w niektórych przypadkach mogą one różnić się od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla celów statystycznych.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W skali kraju, nie odnotowano na przestrzeni dwóch ostatnich lat zasadniczych zmian mocy zainstalowanej i osiągalnej w przedsiębiorstwach sektora wytwarzania. W 2014 r. moc zainstalowana w KSE zmniejszyła się o 285 MW (0,7%) w stosunku do 2013 r. i wyniosła 38 121 MW. Jednocześnie, moc osiągalna w KSE wzrosła o 1% w 2014 r. w porównaniu z 2013 r. (z poziomu 38 112 MW do poziomu 38 477 MW). Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 21 996 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 535 MW (co oznacza wzrost odpowiednio: o 0,5% i o 3,1% w stosunku do 2013 r.). Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2014 r. nieznacznie spadła w stosunku do 2013 r. z 70,5% do 69,0%.

Rysunek 15. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2013–2014 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Uwaga! Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2014 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2013 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Kontynuowany jest wzrost udziału źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

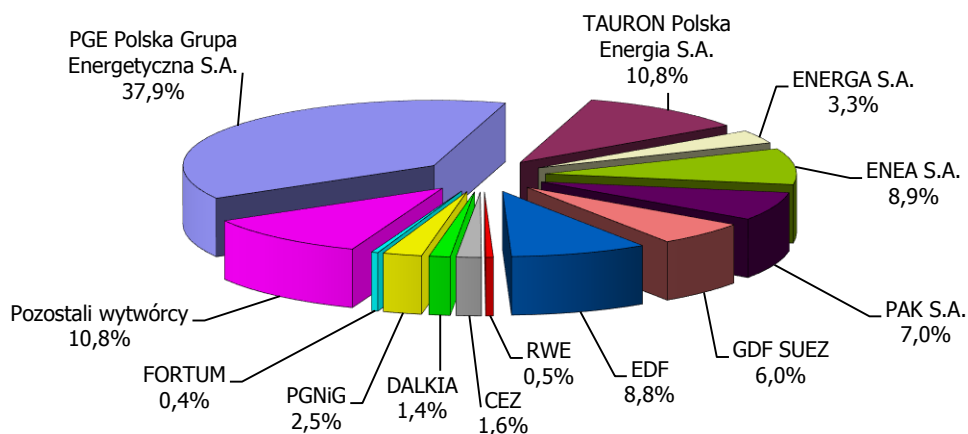
Struktura podmiotowa sektora energetycznego i stopień koncentracji na rynku zostały w dużej mierze ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej, a następnie pionowej przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu Państwa. Proces konsolidacji był m.in. wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki”, przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r.

Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego od czasu wdrożenia „Programu dla elektroenergetyki” nie uległa zasadniczym zmianom, niemniej w kolejnych latach zmieniał się ich udział w rynku.

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%⁶⁾ (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.

Udział grup kapitałowych w energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rys. poniżej.

Rysunek 16. 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. 2).

⁶⁾ Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

Tabela 2. 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 ⁷⁾	
					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.

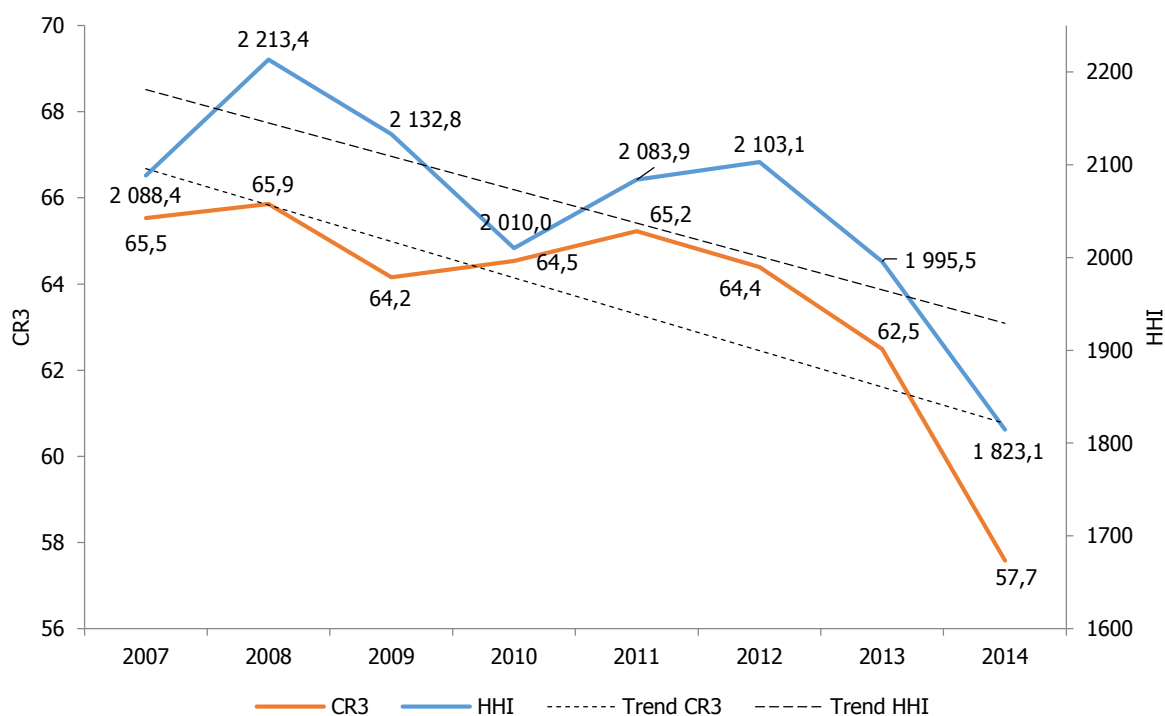
Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

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.

⁷⁾ 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 17. 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.

Struktura i mechanizmy funkcjonowania hurtowego rynku energii elektrycznej rynku nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają, na równych prawach, szeroki dostęp do różnych form sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich sprzedawana i kontraktowana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.

W przypadku wytwórców w 2014 r., podobnie jak w 2013 r., główne formy sprzedaży energii elektrycznej stanowiły: sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii, oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. Natomiast w przypadku przedsiębiorstw obrotu kierują one sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu oraz do odbiorców końcowych. W mniejszym stopniu, choć również znacząco, kierują sprzedaż na giełdę energii.

3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję

Monitorowanie funkcjonowania rynku energetycznego obejmuje m.in. obszar cen hurtowych.

W ramach prowadzonego monitoringu zbierane i analizowane są dane dotyczące kontraktów bilateralnych zawieranych na rynku hurtowym OTC oraz na rynku giełdowym (na TGE SA). W oparciu o dane z ankiet uzyskanych od wytwórców energii oraz przedsiębiorstw obrotu i ze sprawozdań pochodzących ze statystyki publicznej obliczane i publikowane są m.in. średnie ceny roczne sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnie kwortalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż sprzedaż publiczna.

Średnia cena roczna 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 wysokość 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).

Algorytm obliczania średniej ceny na rynku konkurencyjnym w 2013 r. i 2014 r. obejmował sprzedaż energii elektrycznej (wolumen sprzedaży oraz wartość sprzedanej energii) realizowaną przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych,
- na giełdę energii.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych⁸⁾ do wyliczenia ceny został wzięty pod uwagę wolumen sprzedaży energii elektrycznej i wartość jej sprzedaży do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz na giełdę energii.

Średnia kwortalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne

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 kwortalnej ceny energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 tego artykułu. Wolumen i średnia kwortalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w poszczególnych kwartałach 2014 r. przedstawiały się następująco:

2014 r.		
kwartały	średnia kwortalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]	wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I	158,14	11,06
II	164,70	9,13
III	167,92	9,42
IV	167,97	10,84

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2014 r.

⁸⁾ Grupa kapitałowa – grupa kapitałowa w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (tekst jedn. Dz. U. z 2013 r. poz. 330).

Jak wynika z powyższej tabeli średnia kwartalna cena energii elektrycznej nie podlegająca 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.

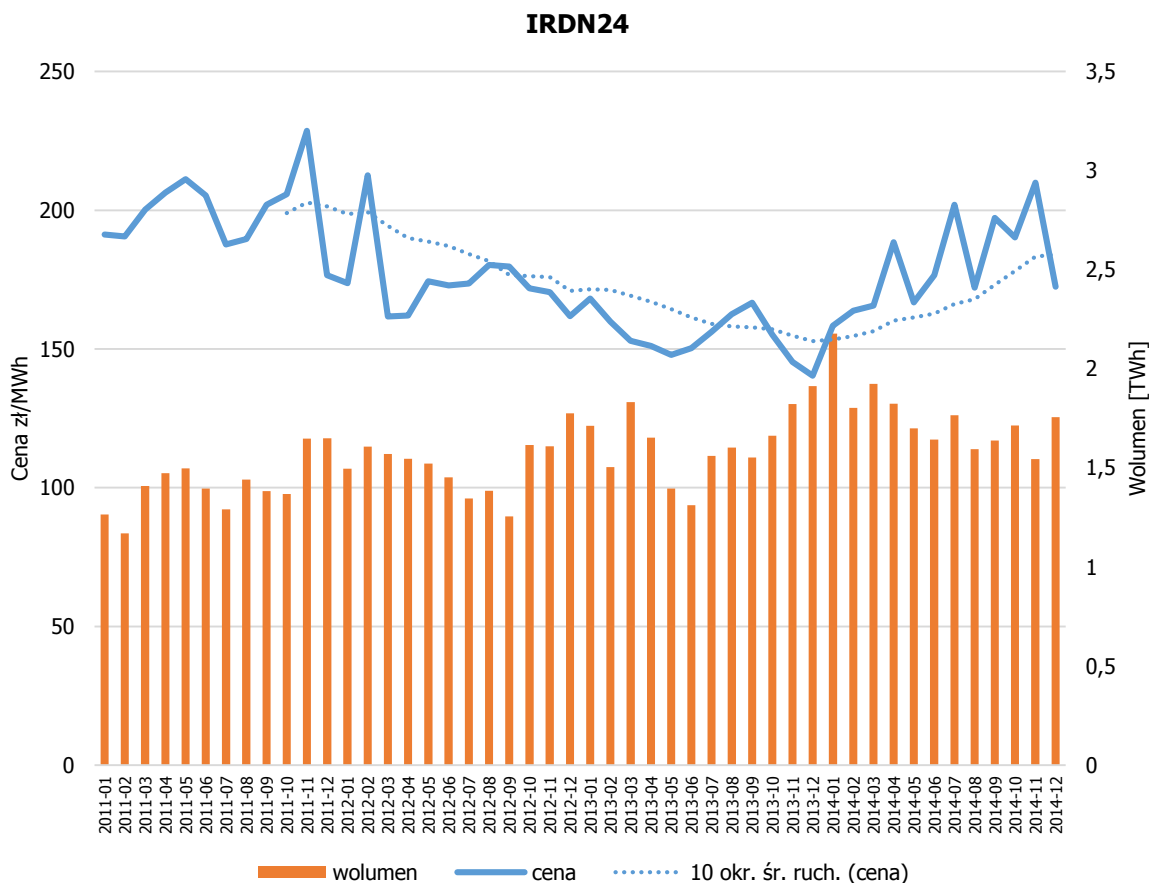
Przy obliczaniu średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne wykorzystywane są dane z realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązanych do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia.

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Poniższy wykres 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. 18 przedstawiono kształtowanie się tych cen w latach 2011–2014.

Rysunek 18. 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 rok), 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.

Przejrzystość hurtowego rynku energii

28 grudnia 2011 r. weszło w życie rozporządzenie REMIT. Nakłada ono na ACER oraz krajowe organy regulacyjne szereg obowiązków w zakresie monitorowania hurtowych rynków energii, wykrywania i zapobiegania manipulacjom i próbom manipulacji na tych rynkach oraz zapobiegania wykorzystywaniu informacji wewnętrznej. Jednocześnie w celu umożliwienia tym podmiotom wykonywania powierzonych im zadań rozporządzenie zobowiązuje uczestników rynku do przekazywania ACER szczegółowych danych na temat kontraktów zawieranych na hurtowych rynkach energii, przy czym każdy uczestnik rynku przed zawarciem pierwszego kontraktu podlegającego zgłoszeniu jest zobowiązany do zarejestrowania się w rejestrze uczestników rynku, utworzonym i prowadzonym przez krajowy organ regulacyjny. W 2014 r. oraz w latach poprzednich Prezes URE poprzez komunikaty zamieszczone na stronie internetowej informował uczestników rynku o wejściu w życie przepisów rozporządzenia REMIT oraz o wynikających z tych przepisów obowiązkach.

Wykonywanie przez Prezesa URE wynikających z rozporządzenia REMIT zadań w zakresie zapobiegania manipulacji i próbom manipulacji na hurtowych rynkach energii oraz wykorzystywaniu informacji wewnętrznej będzie możliwe po wejściu w życie przepisów prawa krajowego umożliwiających stosowanie rozporządzenia REMIT w praktyce. Stosowna regulacja została zawarta w projekcie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne. Projekt ten jest obecnie w trakcie procesu legislacyjnego, który rozpoczął się w 2014 r. i nie został jeszcze zakończony. Przedstawiciele Prezesa URE biorą czynny udział w tym procesie.

3.2.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny energii elektrycznej jest rynkiem, na którym stroną transakcji jest odbiorca końcowy dokonujący zakupu energii na własny użytek. Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (zarówno w gospodarstwach domowych, jak i przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną, w tym OSD i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu).

W 2014 r. Prezes URE utrzymał obowiązek corocznego przedstawiania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grupy taryfowej G, przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, którzy nie zmienili sprzedawcy. Dla pozostałych grup odbiorców ceny energii kształtowane są przez rynek. Zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy dla energii elektrycznej dla grup taryfowych G są publikowane w Biuletynie URE.

3.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

Od 2010 r. wszyscy sprzedawcy energii elektrycznej dokonujący sprzedaży tej energii odbiorcom końcowym są prawnie zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania. W przypadku dużych odbiorców przemysłowych/komercyjnych przedsiębiorstwa obrotu zazwyczaj prezentują swoją ofertę w trybie indywidualnym. Ceny i inne warunki umów są każdorazowo

negocjowane z kontrahentem i różnią się w zależności od czasookresu dostaw, wielkości czy stabilności poboru.

W 2014 r., podobnie jak w roku poprzednim, na stronie internetowej URE udostępniony był kalkulator taryfowy, umożliwiający porównywanie ofert sprzedawców energii elektrycznej skierowanych do odbiorców w gospodarstwach domowych, a tym samym pomagający w dokonaniu wyboru najkorzystniejszej z tych ofert dla siebie. W 2014 r. średnio miesięcznie ok. 28 sprzedawców zamieszczało swoje oferty w kalkulatorze.

Prezes URE monitoruje w cyklu kwartalnym średnie ceny energii elektrycznej w obrocie, stosowane do odbiorcy końcowego w podziale według kryteriów zużycia (tj. odbiorców o rocznym zużyciu energii do 50 MWh, między 50 – 2 000 MWh oraz powyżej 2 000 MWh). W badaniach *ad hoc* – w zależności od potrzeb – Prezes URE monitoruje poziom cen sprzedaży do odbiorców końcowych, wykorzystując dane ze statystyki publicznej. Informacje na ten temat zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 3. Liczba odbiorców, wolumen, wartość oraz średnie ceny energii elektrycznej stosowane do odbiorcy końcowego w zależności od kryteriów zużycia

Kryteria zużycia	Liczba odbiorców [szt.]	Wolumen [MWh]	Wartość [tys. zł]	Średnia cena [zł/MWh]
< 50 MWh	16 585 161	43 369 569	11 759 105	271,14
50 – 2 000 MWh	53 907	27 857 892	6 345 263	227,77
> 2 000 MWh	3 400	32 713 459	6 290 359	192,29
RAZEM	16 642 469	103 940 920	24 394 727	234,70

Źródło: na podstawie ankiet kwartalnych od sprzedawców z urzędu za 2014 r.

W dalszym ciągu największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent suppliers*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej, jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W 2014 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu, oraz ponad 100 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działają także sprzedawcy (w liczbie 164) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

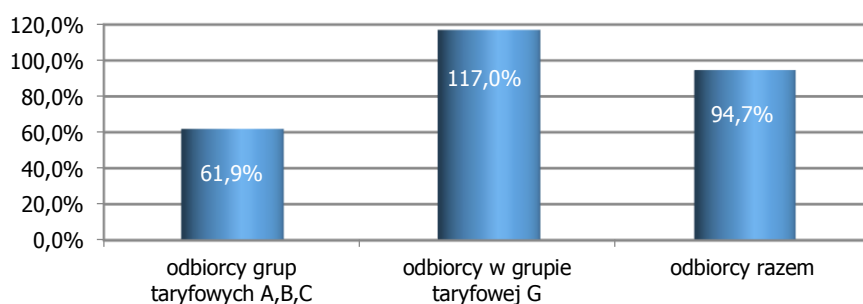
Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 16,9 mln, z czego 90,2% (ponad 15 mln) to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

Miernikiem korzystania przez odbiorców z przysługujących im na rynku detalicznym energii elektrycznej praw jest skłonność tych odbiorców do zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej ze swobodnie wybranym sprzedawcą tej energii. Od początku uzyskania prawa do zmiany sprzedawcy, tj. od lipca 2007 r. do końca 2014 r., ponad 144 tys. odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C korzystało z prawa zakupu energii od wybranego sprzedawcy, natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych liczba ta wyniosła ponad 284 tys. Rok ten był kolejnym rokiem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Na koniec 2014 r. odnotowano 94,5%-owy wzrost liczby odbiorców TPA w porównaniu do 2013 r., przy czym w przypadku odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C wzrost ten wynosił 61,9%, a w przypadku odbiorców z grupy G – 117,0%. Należy również zauważyć ponad 2-krotny wzrost liczby odbiorców w segmencie odbiorców dokonujących zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym, który dokonali zamiany sprzedawcy w stosunku do 2013 r.

Można zaobserwować zatem utrzymujące się znaczące tempo zmian wskaźnika TPA w segmencie gospodarstw domowych w porównaniu z segmentem przedsiębiorstw, na co mogły mieć wpływ kampanie informacyjne przeprowadzone przez Prezesa URE w ostatnich latach, cyklicznie organizowane targi wiedzy konsumenckiej, jak również dostęp do porównywarki ofert cenowych dla gospodarstw domowych na stronach internetowych URE. Innym czynnikiem wpływającym na zaobserwowany stan był wzrost aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną, jak również wzmożona aktywność alternatywnych sprzedawców (nowych spółek obrotu). Aktywność ta postrzegana jako zjawisko pozytywne dla rozwoju rynku detalicznego, miała również swoje negatywne aspekty. W 2014 r., jak i w latach poprzednich, do URE docierały sygnały – głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych – dotyczące stosowania przez niektórych sprzedawców agresywnej polityki marketingowo-sprzedażowej podczas prezentacji oferty i zawierania nowych umów sprzedaży. Zjawisko to potwierdziło konieczność kontynuowania działań edukacyjno-informacyjnych, mających na celu podniesienie wiedzy i świadomości drobnych odbiorców. Niezależnie od powyższego, wraz ze wzrostem liczby odbiorców decydujących się na zmianę sprzedawcy na rynku energii elektrycznej obserwowano nieprawidłowości związane z praktyką stosowania procedury zmiany sprzedawcy oraz działaniami poszczególnych uczestników rynku (sprzedawców, OSD, pośredników i brokerów). Oceniając wskaźniki wzrostu pamięta należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 2,53%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2013 r. nastąpił znaczny wzrost tego wskaźnika (w 2013 r. poziom ten wyniósł 1,31%).

Procentowy wzrost liczby odbiorców TPA według grup taryfowych na koniec 2014 r. w porównaniu do roku poprzedniego został przedstawiony na rys. 19.

Rysunek 19. Procentowa zmiana liczby odbiorców TPA w podziale na grupy taryfowe (według stanu na koniec 2014 r. w porównaniu do roku poprzedniego)

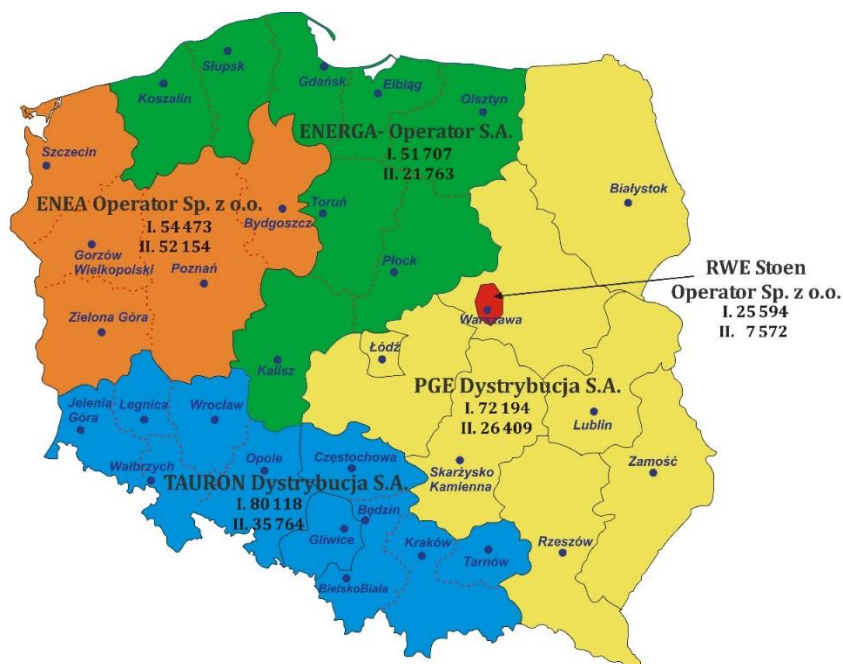


Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2014 r. korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rys. 20). 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).

W 2014 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja S.A., w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 57,49% całości dostaw (26 236,9 GWh) w sieci tego OSD. Taka sytuacja spowodowana jest znacznym udziałem dużych odbiorców przemysłowych, którzy dokonali zmiany sprzedawcy, w ogólnej ilości energii elektrycznej dostarczonej do odbiorców przyłączonych do sieci tego OSD.

Rysunek 20. 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.

Całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2014 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi) wyniosła 56 714,7 GWh, tj. 43,58% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2013 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczono energię elektryczną w ilości 48 654,6 GWh, tj. 37,94% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Przytoczone dane wskazują na rozwój konkurencji na rynku energii elektrycznej w Polsce.

Jako odbiorców z grup A, B i C należy rozumieć tych spośród odbiorców końcowych, którzy pobierają energię elektryczną na napięciach wysokim, średnim oraz niskim na potrzeby inne niż socjalno-bytowe. Są to odbiorcy, wobec których ceny energii elektrycznej nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odbiorcy z grupy taryfowej G są natomiast odbiorcami pobierającymi energię na napięciu niskim na potrzeby socjalno-bytowe. Taryfy na sprzedaż energii elektrycznej dla tych odbiorców ciągle jeszcze podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE. Ponadto należy wskazać, że taryfy stosowane są wyłącznie w zakresie sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca, który nie pełni funkcji sprzedawcy z urzędu stosuje cenniki, które nie są zatwierdzane przez Prezesa URE.

3.2.2.2. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji

System regulacji cen

Prezes URE nadal utrzymuje obowiązek corocznego przedstawiania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grupy taryfowej G, przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, którzy nie zmienili sprzedawcy. Dla tych odbiorców, ceny energii elektrycznej zawarte są w taryfach Spółek obrotu, zatwierdzanych przez Prezesa URE i publikowanych w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”. Natomiast ceny energii dla pozostałych grup odbiorców kształtowane są przez rynek.

Proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej na rok 2015 rozpoczął się w listopadzie 2014 r. W efekcie prowadzonych postępowań w grudniu 2014 r. taryfy te zostały zatwierdzone przez Prezesa URE na okres do 31 grudnia 2015 r.

W związku ze zwolnieniem przez Prezesa URE przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, w zakresie obrotu energią elektryczną, w odniesieniu do innych odbiorców, niż odbiorcy w grupach G, Prezes URE zatwierdza taryfy jedynie dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Kalkulacja taryf tych przedsiębiorstw opiera się na jasno określonych zasadach, które pokrywają m.in. koszty zewnętrzne przedsiębiorstw energetycznych, w tym koszty wsparcia różnych źródeł energii, w tym m.in. OZE. Powyższe ogranicza do minimum ryzyko poniesienia straty przez przedsiębiorstwo. Ponadto, w przypadku znaczącej zmiany warunków zewnętrznych, przedsiębiorstwa mają prawo wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o korektę taryfy w zakresie zwiększonych kosztów.

Prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji

W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęło kilkadziesiąt skarg z prośbą o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy związane ze zmianą sprzedawcy.

Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień objętych wystąpieniami skarg, które dotyczyły przypadków 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,
- kwestionowanie skuteczności wypowiedzanych umów sprzedaży (np. złożonego wypowiedzenia bez dołączenia pełnomocnictwa),
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia,
- bezpodstawnego odrzucania zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych Punktów Poboru Energii),
- braku umowy dystrybucyjnej po zakończonym procesie zmiany sprzedawcy,
- niepodpisanie Generalnych Umów Dystrybucji (GUD) przez małych OSD,
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych.

Działania podjęte przez regulatora w związku z powyższymi skargami w większości przypadków pomysłnie doprowadziły do zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

Poniżej opisano dwie przykładowe skargi rozpatrywane przez Prezesa URE w 2014 r. dotyczące zmiany sprzedawcy.

Skarga jednego ze sprzedawców alternatywnych zgłoszona do Prezesa URE dotyczyła nagminnych problemów istniejących po stronie jednego z OSD przy dokonywaniu zgłoszeń zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Prezes URE zwrócił się do OSD z prośbą o udzielenie wyjaśnień, dotyczących m.in. nieprawidłowego działania platformy wymiany informacji (PWI), braku transparentności PWI, braku dotrzymywania terminów weryfikacji zgłoszeń przez operatora, występowanie opóźnień w przesyłaniu przez OSD umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do podpisania przez odbiorców, zbyt długi proces zmiany grupy taryfowej po stronie OSD oraz opóźnienia w zamieszczaniu na PWI informacji na temat terminowego rozwiązywania umów sprzedaży energii elektrycznej. Z wyjaśnień operatora wynika, że podnoszone przez sprzedawcę problemy związane z funkcjonowaniem platformy były na bieżąco monitorowane i usuwane. Zaproponowane zostało rozwiązanie poprzez uelastycznienie terminów składania powiadomień o zawartych umowach sprzedaży oraz podwójną weryfikację powiadomień. Ponadto jak podkreśla operator, terminy weryfikacji powiadomień były realizowane na podstawie IRIESD, z uwzględnieniem jego transparentności wobec wszystkich użytkowników. Odpowiadając na zarzut zbyt długiego trwania procesu zmiany grupy taryfowej OSD wyjaśnił, że wystąpienie odbiorców w tym zakresie związane były z dostosowaniem układów pomiarowo-rozliczeniowych do wybranej grupy taryfowej, a operacja ta wymagała fizycznego dostępu do miejsca zainstalowania układu pomiarowego.

Ponadto przyjęte rozwiązania dotyczące informowania o zakończeniu okresu obowiązywania umowy sprzedaży pozwalają na niwelowanie przeszkód utrudniających rozwój rynku konkurencyjnego. Odnosząc się do całości wyjaśnień przysłanych przez OSD, Prezes URE wziął pod uwagę fakt, że po części nieprawidłowości przy przeprowadzeniu procedury zmiany sprzedawcy nie były działaniem umyślnym, gdyż wynikały z opóźnień przy wdrażaniu niezbędnych zmian w systemie informatycznym. W żaden sposób również nie wpłynęły na naruszenia terminów instrukcyjnych realizacji procedury zmiany sprzedawcy. Natomiast rozwój systemów informacyjnych służy obsłudze odbiorców, a rozbudowa i modernizacja sieci dystrybucyjnej są działaniami ukierunkowanymi na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii o właściwych jej parametrach.

Inne działania podjęte przez Prezesa URE dotyczyły zgłoszenia odbiorcy, który dokonał zmiany sprzedawcy i nie otrzymywał rachunków zarówno za zużyta energię elektryczną, jak i za usługę dystrybucji. Odbiorca skontaktował się z nowym sprzedawcą oraz OSD w celu wyjaśnienia sprawy. Od sprzedawcy uzyskał zapewnienie, że figuruje w ewidencji klientów, lecz nie ma zawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej. Natomiast od OSD odbiorca otrzymał informację, że umowa o świadczenie usług dystrybucyjnych energii elektrycznej nie weszła w życie ze względu na brak potwierdzenia ze strony sprzedawcy. Po interwencji regulatora sprzedawca potwierdził, że zawarta umowa sprzedaży weszła w życie od początku 2014 r. oraz wyjaśnił, że opóźnienie w wystawieniu rachunku za zużyta energię wynikało z braku danych pomiarowo-rozliczeniowych udostępnianych przez OSD. Natomiast OSD przyznał, że ze względu na zwiększoną liczbę zgłoszeń zmiany sprzedawcy na przełomie lat 2013/2014 powstały opóźnienia w podpisaniu umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz w ich rejestracji w systemie bilingowym. Jednocześnie OSD poinformował, że do odbiorcy zostanie niezwłocznie wysłana faktura rozliczeniowa za okres od dnia zmiany sprzedawcy wraz z pismem wyjaśniającym zaistniałą sytuację. Odbiorca potwierdził, że otrzymał zaległe faktury rozliczeniowe zarówno od sprzedawcy, jak i OSD.

Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK⁹⁾

W 2013 r., w odniesieniu do przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego, Prezes UOKiK prowadził następujące postępowania antymonopolowe, w tym m.in.:

1. Postanowieniem nr RKR-265/2014 z dnia 19 grudnia 2014 r. zostało wszczęte postępowanie antymonopolowe w związku z podejrzeniem nadużywania przez Tauron Sprzedaż sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie pozycji dominującej na rynku rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania: jeleniogórskim, legnickim, opolskim, wałbrzyskim, wrocławskim, bielskim, będzińskim, częstochowskim, krakowskim i tarnowskim, poprzez:
 - 1) narzucanie odbiorcom nadmiernie wygórowanego obowiązku wniesienia zabezpieczenia finansowego wnoszonego w terminie 5 dni od daty zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej na poczet przyszłych należności z tytułu tej umowy,
 - 2) stosowanie w umowach sprzedaży rezerwowej postanowień, na podstawie których sprzedawca jest uprawniony do jednostronnego rozwiązania umowy, a tym samym do zaprzestania dostarczania energii elektrycznej w przypadkach innych, niż określone w art. 6a i 6b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*¹⁰⁾, w których przedsiębiorstwo energetyczne jest uprawnione do wstrzymania dostaw energii elektrycznej,które to działania mogą stanowić naruszenie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Postępowanie nie zostało zakończone w roku 2014.
2. Postanowieniem nr RKR-266/2014 z dnia 19 grudnia 2014 r. zostało wszczęte postępowanie antymonopolowe w związku z podejrzeniem nadużywania przez Tauron Sprzedaż GZE Sp. z o.o. z siedzibą w Gliwicach pozycji dominującej na rynku rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej na gliwickim obszarze działania, poprzez:
 - 1) narzucanie odbiorcom nadmiernie wygórowanego obowiązku wniesienia zabezpieczenia finansowego wnoszonego w terminie 5 dni od daty zawarcia rezerwowej umowy sprzedaży energii elektrycznej na poczet przyszłych należności z tytułu tej umowy,
 - 2) stosowanie w umowach sprzedaży rezerwowej postanowień, na podstawie których sprzedawca jest uprawniony do jednostronnego rozwiązania umowy, a tym samym do zaprzestania dostarczania energii elektrycznej w przypadkach innych, niż określone w art. 6a i 6b ustawy z dnia

⁹⁾ Fragment na podstawie wkładu z UOKiK.

¹⁰⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 ze zm.

10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*, w których przedsiębiorstwo energetyczne jest uprawnione do wstrzymania dostaw energii elektrycznej, które to działania mogą stanowić naruszenie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Postępowanie nie zostało zakończone w roku 2014.

3. W 2014 r. kontynuowane było postępowanie w sprawie podejrzenia stosowania przez ENEA OPERATOR Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu praktyk ograniczających konkurencję określonych w art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, polegających na nadużywaniu pozycji dominującej na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej, obejmującym obszar województw: wielkopolskiego (dawne województwa: poznańskie, pilskie i leszczyńskie), zachodniopomorskiego, lubuskiego i kujawsko-pomorskiego (dawne województwo bydgoskie), poprzez przeciwdziałanie rozwojowi konkurencji na krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej poprzez rażące naruszenie określonych w przepisach rozporządzeń wydanych na podstawie ustawy *Prawo energetyczne* terminów wydania warunków przyłączenia oraz określenia zakresu ekspertyzy wpływu projektowanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny (sygn. RPZ-411/6/07/ES/JK).

Obecne postępowanie jest kontynuacją postępowania zakończonego w punkcie II decyzji Prezesa UOKiK z dnia 30 września 2008 r. nr RPZ-34/2008. Na skutek odwołania decyzja w powyższym punkcie została prawomocnie uchylona przez Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 17 marca 2011 r. (VI ACa 1027/10), zaś postanowieniem Sądu Najwyższego z dnia 8 marca 2012, III SK 36/12 odmówiono przyjęcia skargi kasacyjnej Prezesa UOKiK do rozpoznania. Tym samym w powyższym zakresie postępowanie toczy się ponownie.

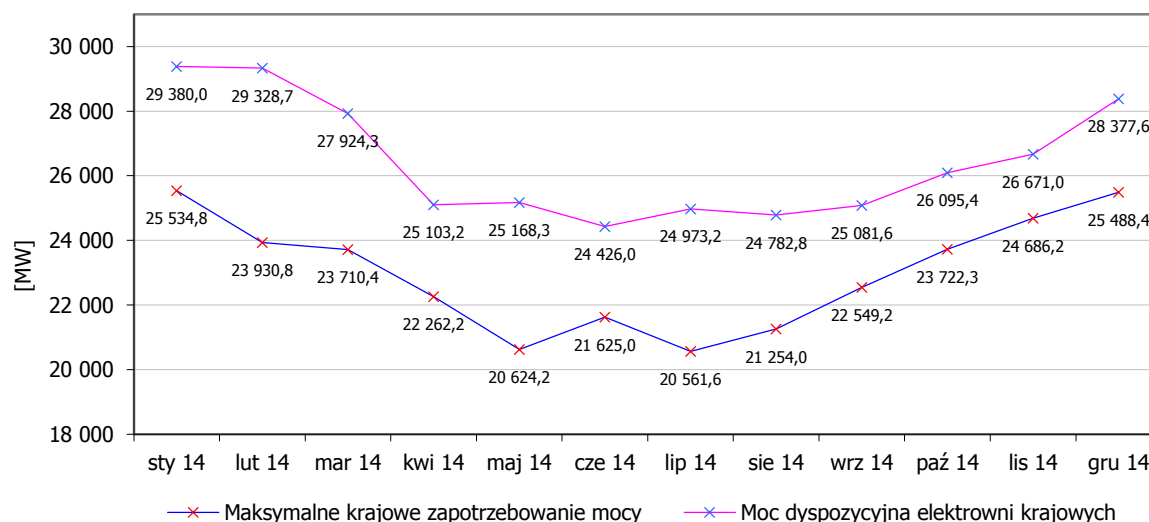
Dodatkowo w 2014 r. Prezes UOKiK prowadził szereg postępowań wyjaśniających dotyczących działań przedsiębiorców w sektorze energetycznym.

3.3. Bezpieczeństwo dostaw

3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

W ramach monitorowania bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci Prezes URE dokonuje przeglądu działań podejmowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego w tym zakresie oraz dokonuje ich oceny pod kątem zapewnienia prawidłowej pracy sieci. W szczególności w ramach monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ocenie podlegała relacja mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2014 r., co zostało przedstawione na rys. poniżej.

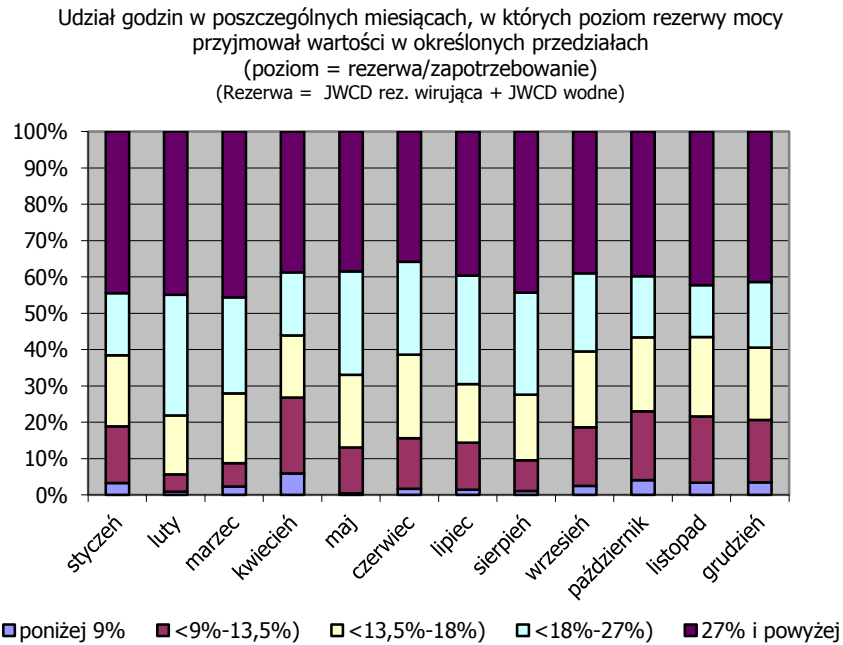
Rysunek 21. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

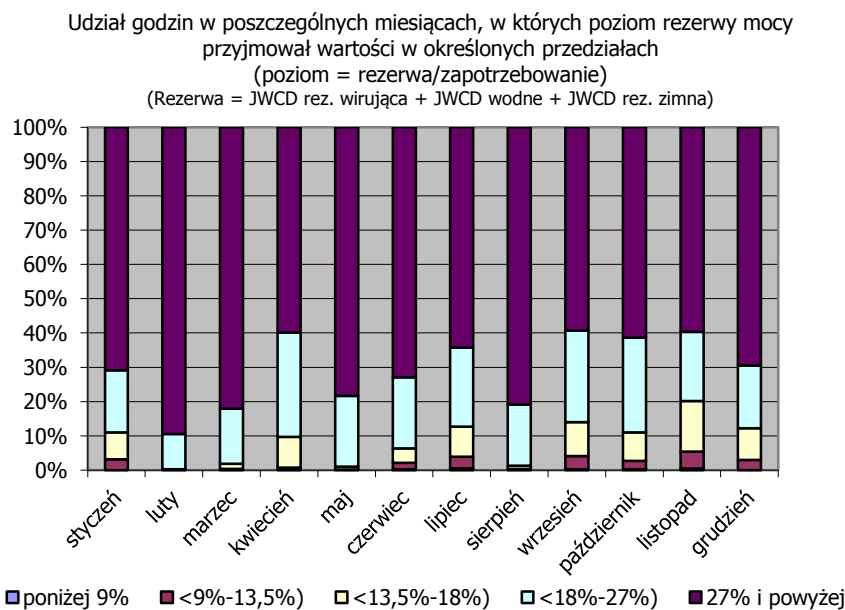
Na rys. 22 i 23 przedstawiono procentowy udział godzin w miesiącu w których rezerwa mocy odniesiona do wielkości zapotrzebowania osiągała poziomy w określonych przedziałach m.in. do wielkości referencyjnej ustalonej w IRiESP na poziomie 9%. Na rys. 22 przedstawione zostały poziomy rezerwy wyliczonej jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy JWCD wodnych, natomiast na rys. 23 jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych.

Rysunek 22. Procentowy udział godzin w poszczególnych miesiącach, w których rezerwa mocy (suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy wodnych JWCD) 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



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 23. Procentowy udział godzin w poszczególnych 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



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 4. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy (uwzględniająca rezerwę zimną) w 2014 r. w szczytach porannych i wieczornych (na podstawie raportów dobowych PSE S.A. ze wszystkich dni roku)

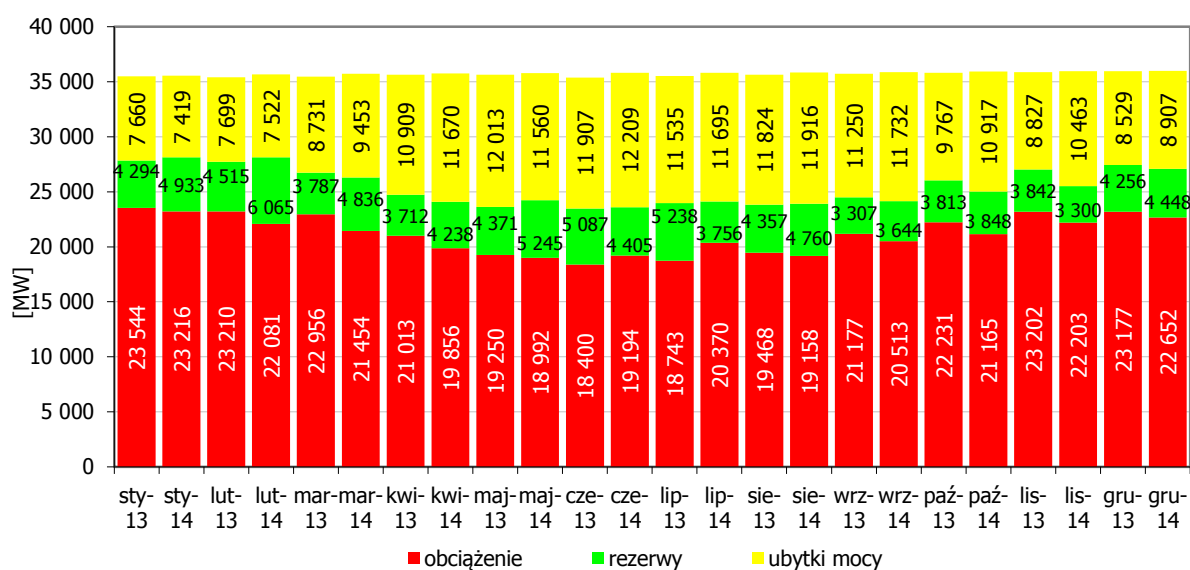
	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	1 299	6,0	1 053	4,8
max	13 551	93,2	12 661	66,2

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na rys. 24 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. 24 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.

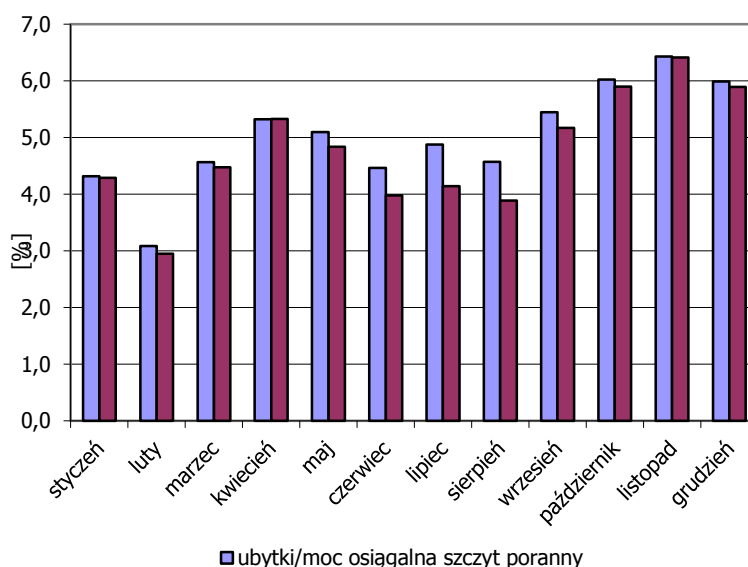
Rysunek 24. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2013 r. i w 2014 r. (na podstawie średnich – miesięcznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym 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%.

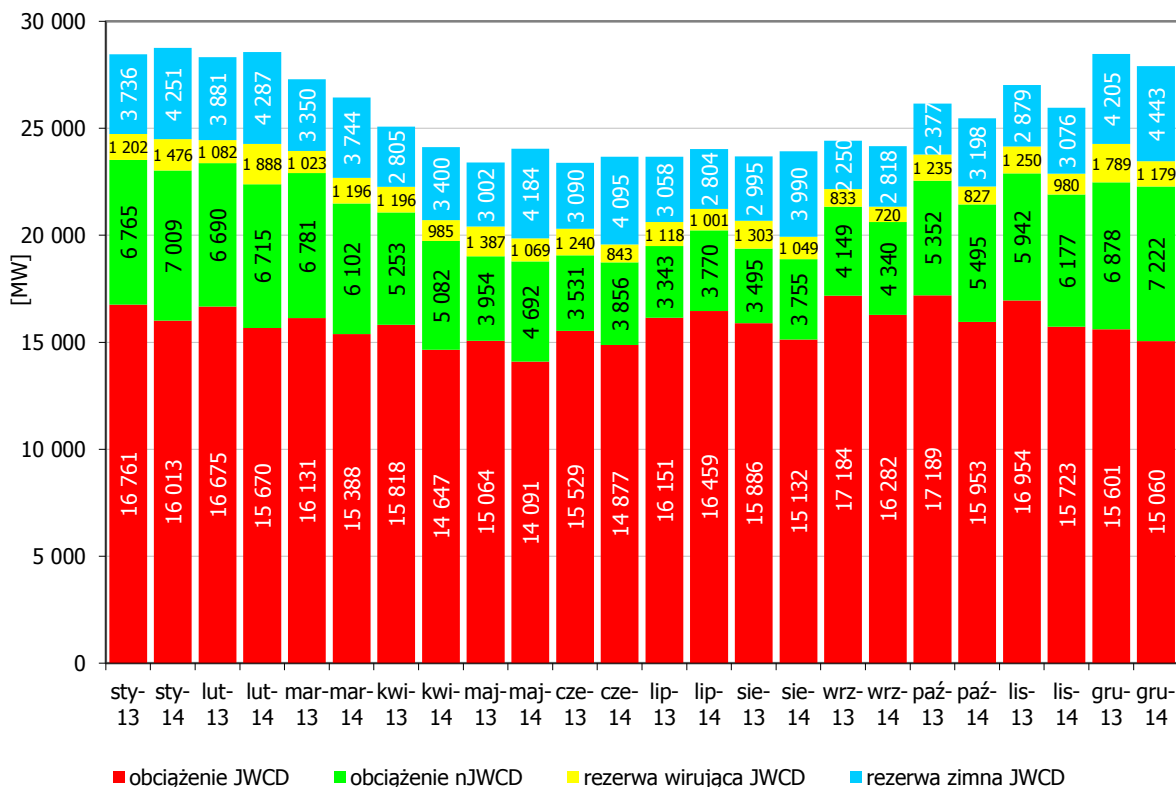
Rysunek 25. Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na rysunku poniżej przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2013–2014, na podstawie których można stwierdzić, że średnie roczne obciążenie 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 26. 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.

3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje pozyskiwanie i analizę informacji w ramach działań, do których należą m.in.:

- 1) pozyskiwanie i analiza informacji na temat bieżącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- 2) pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych.

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%, wzrosła natomiast o ok. 1% moc osiągalna. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2014 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Nieznacznie – ok. 1% obniżyła się moc dyspozycyjna elektrowni krajowych (wyliczona na podstawie szczytów wieczornych z dni roboczych), przy czym maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2014 r. było nieznacznie wyższe niż w 2013 r. (o ok. 3,1%). Jednocześnie należy nadmienić, że ustawa – Prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW, obowiązek dotyczący raportowania Prezesowi URE o planach inwestycyjnych na kolejne 15 lat, a także aktualizacji tych planów co 3 lata. Rozszerza to zatem zakres monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o horyzont długoterminowy.

Rok 2014 był pierwszym rokiem wprowadzenia zmodyfikowanych zasad wyznaczania i rozliczania rezerwy mocy w celu stworzenia mechanizmu wspierającego utrzymywanie w systemie odpowiedniej nadwyżki mocy – odpowiednie rozwiązania zawarto w karcie aktualizacji IRIESP, która została opracowana przez PSE S.A. i zatwierdzona przez Prezesa URE w 2013 r.

Projekty inwestycyjne związane z połączeniami transgranicznymi uwzględnione w planie rozwoju PSE S.A. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025 w zakresie lat 2014–2018

Budowa linii 400 kV Narew – Łomża – Ostrołęka
Rozbudowa stacji 220/110kV Ostrołęka o rozdzielnię 400kV
Budowa 2-torowej linii 400 kV Ełk – Łomża
Rozbudowa stacji 220/110k V Ełk o rozdzielnię 400kV
Budowa linii 400 kV Siedlce Ujrzanów – Miłosna
Budowa stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów – etap I
Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Narew
Budowa linii 400 kV Płock – Olsztyn Mątki
Rozbudowa stacji 400/110 kV Olsztyn Mątki
Rozbudowa stacji 400/110 kV Płock
Budowa stacji Łomża 400 kV
Budowa 2-torowej linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów z częściowym wykorzystaniem trasy istniejącej linii 220 kV Ostrołęka – Miłosna
Budowa stacji 400 kV lub 400/110 kV Stanisławów
Budowa 1-torowej linii 400 kV Kozienice – Siedlce Ujrzanów
Budowa linii Ełk – Granica RP
Instalacja przesuwników fazowych na linii Krajnik – Vierraden
Instalacja przesuwników fazowych na linii Mikułowa – Hagenwerder
Modernizacja i rozbudowa SE 400/220 kV Krajnik
Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice
Modernizacja i rozbudowa SE 400/220/110 kV Mikułowa

Wykaz zadań inwestycyjnych służących budowie i rozbudowie połączeń transgranicznych zawarty jest w opracowanym w 2014 r. Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Sieci – TYNDP 2014.

Bezpieczeństwo operacyjne w systemie elektroenergetycznym

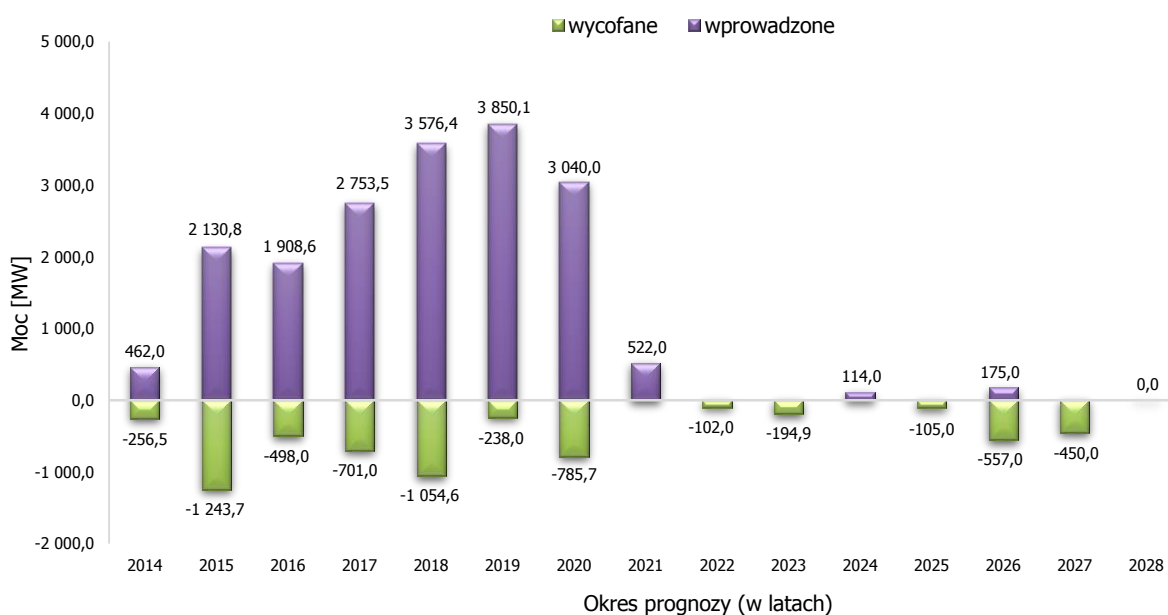
W 2014 Prezes URE, realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne, przeprowadził badanie oparte na planach inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. W celu ułatwienia 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 został zbadany 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. 27.

Rysunek 27. Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2014–2028 (wprowadzone i wycofane z eksploatacji moce wytwórcze)



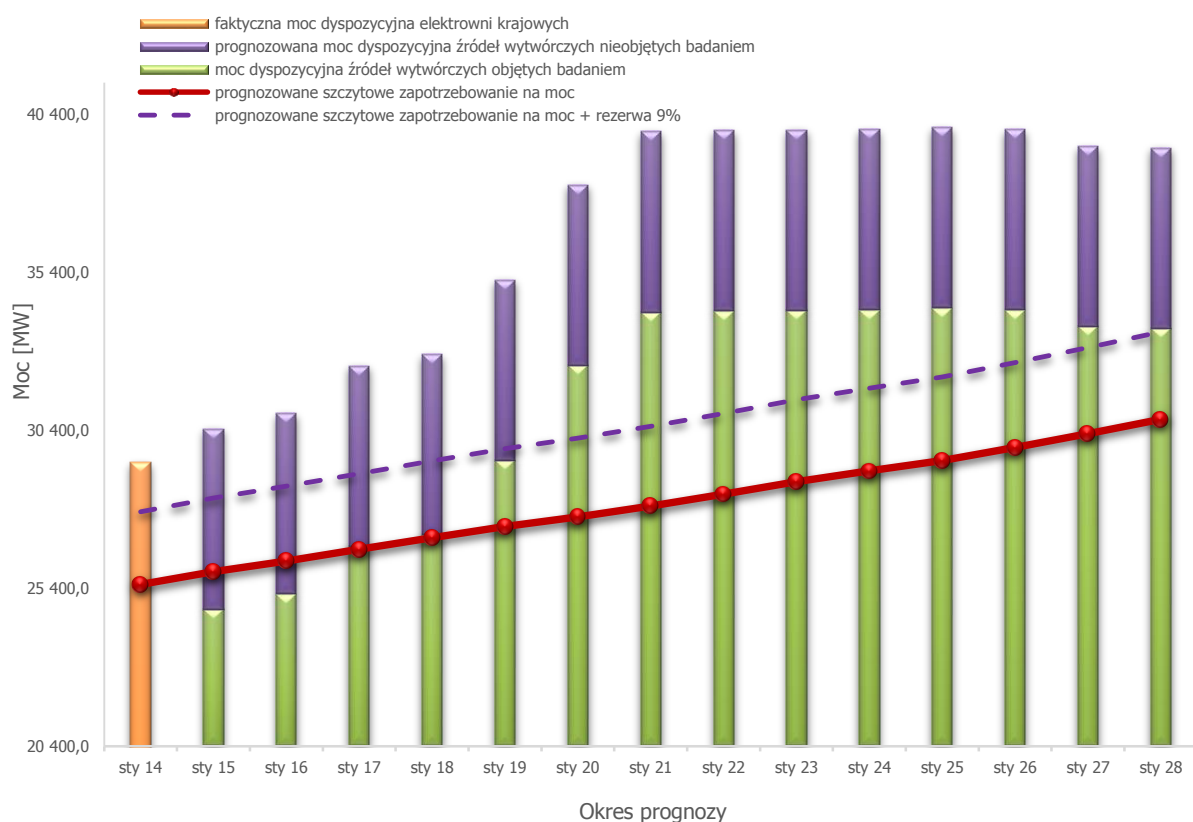
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych oraz danych PSE S.A.

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 spółki 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.

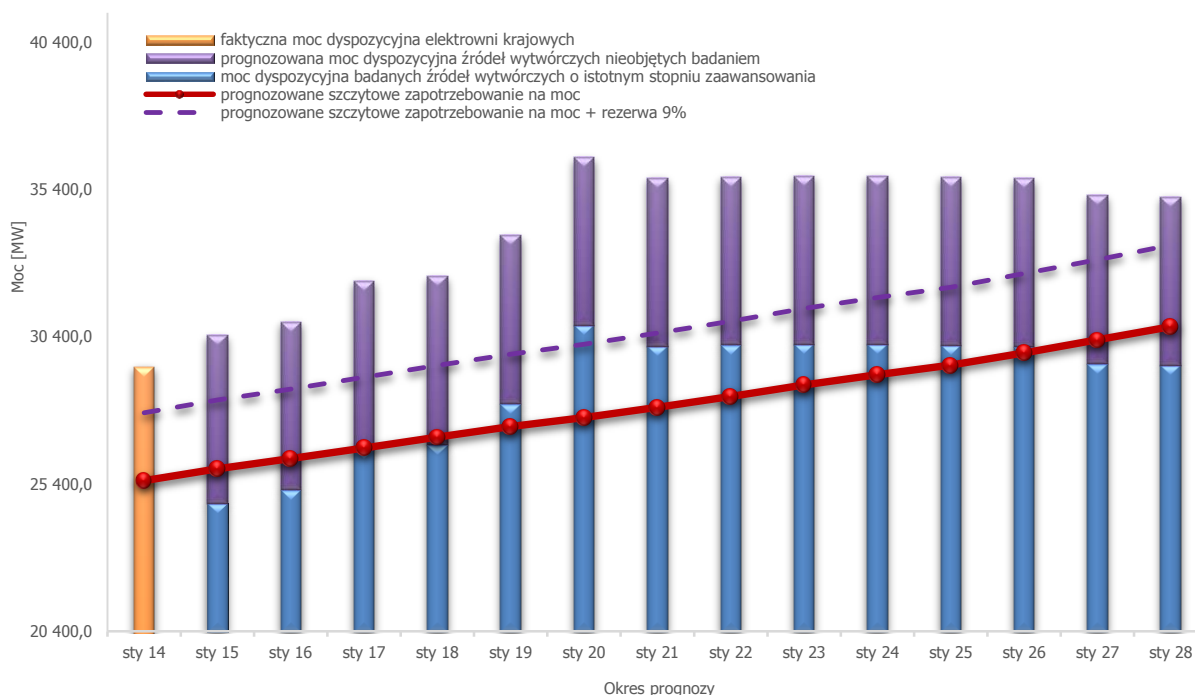
Wyniki analizy wykazały, że potencjalny deficyt mocy dyspozycyjnej w stosunku do szczytowego zapotrzebowania na moc może występować przede wszystkim w miesiącach zimowych. W szczególności, największy deficyt mocy dyspozycyjnej może występować w okresie od 2014 r. do 2017 r. Niemniej, deficyt ten powinien zostać pokryty przez moc dyspozycyjną pozostałych elektrowni krajowych, które nie były objęte niniejszym badaniem. Dokonując oceny możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc przez źródła wytwórcze objęte badaniem należy zauważyć, że moc dyspozycyjna tych źródeł 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. 28 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 28. 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.

Rysunek 29. 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.

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. 29 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.

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. 5 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 5. 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.

3.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkiem niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców

Do kompetencji Prezesa URE w powyższym zakresie należy ogłaszanie, organizowanie i przeprowadzanie przetargów na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię. Należy podkreślić, że działania te mogą zostać podjęte w przypadku możliwości wystąpienia długookresowego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, po stwierdzeniu przez ministra właściwego do spraw gospodarki, na podstawie sprawozdania sporządzanego i przekazywanego do Komisji Europejskiej co dwa lata, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przed skierowaniem ogłoszenia o przetargu Prezes URE uzgadnia z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych i z innymi właściwymi organami administracji państwowej rodzaje instrumentów ekonomiczno-finansowych umożliwiających budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną na warunkach preferencyjnych. Prezes URE zawiera z uczestnikiem przetargu, którego oferta została wybrana, umowę określającą w szczególności obowiązki uczestnika, rodzaje instrumentów finansowo-ekonomicznych oraz zasady rozliczania wsparcia finansowego wynikającego z tych instrumentów. Szczegółowe wymagania co do zawartości dokumentacji przetargowej oraz warunki i tryb organizowania i przeprowadzania przetargu określa minister właściwy do spraw gospodarki w drodze rozporządzenia.

Dotychczas nie zaszły okoliczności uzasadniające ogłoszenie ww. przetargów. Wartość przyrostu zdolności przesyłowych wynika z informacji przedstawionych przez PSE S.A. dla KE w ramach prac nad wyborem projektów PCI.

W pozostałym zakresie środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkiem niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców są określane przez ministra właściwego do spraw gospodarki, jako organu odpowiedzialnego za nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym w ustawie – Prawo energetyczne. W szczególności działania te są określane w polityce energetycznej, której projekt jest przygotowywany przez ministra właściwego do spraw gospodarki. Obecnie obowiązuje „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”, przyjęta uchwałą Rady Ministrów 10 listopada 2009 r.

4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO

4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

4.1.1. Unbundling

OSP

W 2014 r. na terytorium RP funkcjonował jeden operator systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. Spółka ta funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego na własnej sieci przesyłowej pełni od 2006 r. na mocy decyzji Prezesa URE. OGP Gaz-System S.A. jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa i właścicielem majątku przesyłowego, na którym prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. W wyniku dokonanej w 2013 r. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne nadzór właścicielski nad spółką sprawuje Minister Gospodarki.

Od 17 listopada 2010 r. OGP Gaz-System S.A. na podstawie decyzji Prezesa URE pełni również funkcję OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest przedsiębiorstwo energetyczne SGT EuRoPol Gaz S.A., posiadające koncesję na przesyłanie paliw gazowych.

Ustawą nowelizującą transponowane zostały do krajowego porządku prawnego przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (dalej: „dyrektywa gazowa”) w zakresie uzyskiwania przez operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów połączonych certyfikatu niezależności. Ustawa nowelizująca weszła w życie 11 września 2013 r. i tym samym zakończono proces implementacji dyrektywy gazowej do polskiego porządku prawnego.

Procedura certyfikacji operatorów systemów przesyłowych, w tym odrębna procedura certyfikacji operatora systemu przesyłowego dla podmiotów kontrolowanych przez podmiot z siedzibą w państwach trzecich zostały uregulowane w art. 9h¹ i 9h² ustawy – Prawo energetyczne dodanych na mocy ustawy nowelizującej. Zgodnie z przepisami, operatorem systemu przesyłowego może zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu niezależności. Przed wydaniem certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, czy kandydat na operatora lub operator spełnia wymogi, które zapewnią, że będzie działał w pełni niezależnie. Jednocześnie ustawodawca przyjął rozwiązanie, zgodnie z którym decyzje o wyznaczeniu operatora systemu przesyłowego wydane przed dniem wejścia w życie ustawy nowelizującej pozostają w mocy.

Do ustawy implementowano dwa modele funkcjonowania operatorów systemów przesyłowych: model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU) oraz model niezależnego operatora systemu (ISO). W modelu OU (*ownership unbundling*) podmiot będący operatorem sieci jest równocześnie jej właścicielem i pozostaje w pełni niezależny od jakiegokolwiek działalności w zakresie wytwarzania lub obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną. Natomiast w systemie ISO (*independent system operator*) system przesyłowy może pozostać własnością przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ale musi być zarządzany przez odrębne przedsiębiorstwo, tj. niezależnego operatora systemu. Jednocześnie system ISO może mieć zastosowanie dla wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wyłącznie jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Natomiast w przypadku świadczenia usług przesyłania z wykorzystaniem gazociągu międzysystemowego stanowiącego nową infrastrukturę, tj. taką której budowa nie została ukończona do 4 sierpnia 2003 r. lub została rozpoczęta po tym dniu, przepisy przewidują procedurę zwolnienia z obowiązków spełniania kryteriów niezależności i wydania zgody na powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego.

Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami przed wydaniem decyzji w sprawie przyznania certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest zająć stanowisko w sprawie – w formie projektu decyzji – i przekazać je Komisji Europejskiej wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności. Dodatkowo w przypadku, gdy zastosowanie ma procedura wskazana w art. 9h² ustawy – Prawo energetyczne wniosek do

Komisji Europejskiej powinien dotyczyć również kwestii wpływu przyznania certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w Unii Europejskiej.

Zgodnie z przepisem przejściowym zawartym w art. 14 ust. 1 ustawy nowelizującej, właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, o których mowa w art. 9h¹ ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązani byli wystąpić z wnioskiem o wydanie certyfikatu niezależności w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy nowelizującej, tj. do 11 marca 2014 r.

W odniesieniu do spółki OGP Gaz-System S.A. w zakresie operatorstwa na sieciach własnych zastosowanie ma model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU), zaś w zakresie sieci, które nie stanowią własności OGP Gaz-System S.A., tj. polskiego odcinka gazociągu jamalskiego – zastosowanie ma model niezależnego operatora systemu (ISO).

W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęły dwa wnioski w sprawie przyznania certyfikatu niezależności złożone przez OGP Gaz-System S.A. Pierwszy wniosek złożony w styczniu 2014 r. dotyczył przyznania certyfikatu niezależności w modelu OU i odnosił się do sieci stanowiącej własność tej spółki. Drugi wniosek OGP Gaz-System S.A. wpłynął do URE w marcu 2014 r. i dotyczył certyfikacji w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu jamalskiego stanowiącego własność SGT EuRoPol GAZ S.A.

W przypadku certyfikacji w modelu OU Komisja Europejska 25 lipca 2014 r. wydała pozytywną opinię w przedmiocie certyfikacji OGP Gaz-System S.A. Na podstawie informacji i dokumentów zgromadzonych w toku postępowania oraz uwzględniając opinię Komisji Europejskiej, Prezes URE ustalił, że:

- wniosek OGP Gaz-System S.A. o przyznanie certyfikatu niezależności spełniał wymogi formalne, w tym złożony został przez właściciela sieci przesyłowej, który posiada koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej z wykorzystaniem tej sieci,
- wniosek złożony został w wymaganym prawem terminie,
- OGP Gaz-System S.A. pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od wykonywania innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem paliw gazowych,
- OGP Gaz-System S.A. spełnia kryteria niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne.

Biorąc powyższe pod uwagę 22 września 2014 r. Prezes URE przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat niezależności w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na sieciach własnych. Był to pierwszy w Polsce certyfikat niezależności przyznany OSP gazowemu. Decyzja w sprawie powyższej certyfikacji wraz z opinią KE zostały ogłoszone w Biuletynie URE.

W drugim postępowaniu certyfikacyjnym dotyczącym operatorstwa na polskim odcinku gazociągu jamalskiego Komisja Europejska wydała opinię 9 września 2014 r. Stała w niej na stanowisku, że przed udzieleniem certyfikacji konieczne jest przeprowadzenie przez URE szczegółowej oceny zgodnie z art. 11 dyrektywy 2009/73/WE, a następnie przesłanie do KE zmienionego projektu decyzji zawierającego taką ocenę. W swojej opinii KE wskazała m.in., że „Art. 11 dyrektywy w sprawie gazu stanowi, że w przypadku gdy o certyfikację zwraca się właściciel systemu przesyłowego lub operator systemu przesyłowego, który jest kontrolowany przez osobę lub osoby z kraju trzeciego lub z krajów trzecich, organ regulacyjny odmawia certyfikacji, jeżeli nie wykazano, że dany podmiot spełnia mające zastosowanie wymogi dotyczące rozdziału (art. 11 ust. 3 lit. a)) oraz że udzielenie certyfikacji nie stworzy zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii w danym państwie członkowskim i w UE (art. 11 ust. 3 lit. b))”. Na podstawie powyższego KE stanęła na stanowisku, że „przed udzieleniem certyfikacji konieczne jest przeprowadzenie przez URE szczegółowej oceny zgodnie z art. 11”.

Prezes URE zauważył, że w ww. opinii z 9 września 2014 r. powołano się na przepis art. 11 ust. 1 akapit 1 dyrektywy 2009/73/WE, który nie ma zastosowania w niniejszej sprawie w związku z istniejącym stanem faktycznym. Wynika to z faktu, że w niniejszym postępowaniu o udzielenie certyfikatu niezależności nie zwrócił się ani właściciel systemu przesyłowego kontrolowany przez podmiot z państwa trzeciego, ani operator systemu przesyłowego kontrolowany przez taki podmiot. O przyznanie certyfikatu niezależności zwrócił się operator systemu przesyłowego, którego 100% akcji stanowi własność Skarbu Państwa. Tym samym żadna z sytuacji, o których mowa w art. 11 ust. 1 zdanie pierwsze dyrektywy 2009/73/WE, nie ma miejsca w niniejszym postępowaniu administracyjnym.

Potencjalną konieczność zastosowania procedury określonej w art. 11 dyrektywy 2009/73/WE można rozważać jedynie w kontekście wywierania przez podmiot z państwa trzeciego decydującego wpływu na system przesyłowy, do której to przesłanki odnosi się przepis zawarty w art. 11 ust. 1 zdanie drugie dyrektywy 2009/73/WE, co jednak nie zostało uwzględnione w opinii KE z 9 września 2014 r. Natomiast analiza uwzględniająca tę okoliczność została zawarta w projekcie decyzji.

Niezależnie od powyższego Prezes URE uwzględnił ww. rekomendację odnośnie uzupełnienia decyzji i zwrócił się do Ministra Spraw Zagranicznych o wydanie opinii wskazanej w art. 9h² ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. W 2014 r. postępowanie w sprawie powyższej certyfikacji nie zostało zakończone i było kontynuowane w 2015 r.

Zasady *unbundlingu* określone w ustawie – Prawo energetyczne

Ustawa nowelizująca wprowadziła nowe zasady funkcjonowania zarówno operatorów systemów przesyłowych (OSP), operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), operatora systemu magazynowania (OSM), jak i podmiotów świadczących usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Część z powyższych zmian weszła w życie dopiero w 2014 r.

Wśród nich w szczególności wymienić należy wprowadzenie na mocy art. 1 pkt 2 ustawy nowelizującej przepisu zawartego w art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne. W myśl tego przepisu „usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego”.

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 ustawy – Prawo energetyczne, 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.

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. Ponadto wprowadzony został wymóg rozdziału prawnego oraz funkcjonalnego OSM.

W ustawie nowelizującej wskazano również, że zapewnienie przez OSP, OSD oraz OSM 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. Kara pieniężna w powyższych przypadkach nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Kary z powyższych tytułów wymierza Prezes URE. Niezależnie od ww. kary pieniężnej Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w wysokości nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

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. Jak już wskazano wyżej Prezes URE przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat niezależności i tym samym uznał, iż spółka spełnia wszystkie ww. kryteria niezależności.

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).

W ustawie – Prawo energetyczne zawarte zostały również postanowienia dotyczące niezależności operatora systemu magazynowania. W myśl art. 9d ust. 1f tej ustawy OSM, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych. Ponadto zgodnie z art. 9d ust. 1g ww. ustawy w celu zapewnienia niezależności operatorowi systemu magazynowania należy spełnić łącznie następujące kryteria:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania nie mogą uczestniczyć w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi, ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu magazynowania ma prawo podejmować niezależne decyzje dotyczące majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu magazynowania poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy lub modernizacji instalacji magazynowej, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działań operatora systemu magazynowania, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

Operatorzy systemu dystrybucyjnego

Według stanu na 31 grudnia 2014 r. działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych wykonywało 50 operatorów systemów dystrybucyjnych, wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym jeden operator prawnie wydzielony.

Ww. jeden OSD podlegający obowiązkowi *unbundlingu* to Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG S.A. Spółka ta wykonuje 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.

Operator systemu magazynowania

W 2014 r. funkcję operatora systemu magazynowego pełniła spółka Operator Sytemu Magazynowania Sp. z o.o. (dalej: „OSM Sp. z o.o.”), wyznaczona OSM na mocy decyzji Prezesa URE do 31 maja 2022 r. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność PGNiG S.A. Na 31 grudnia 2014 r. OSM Sp. z o.o. wykonywał swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarzędz, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo.

Operatorzy systemu skraplania gazu ziemnego

Według stanu na 31 grudnia 2014 r. operatorami systemu skraplania gazu ziemnego były dwa podmioty: Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. oraz DUON Dystrybucja S.A. Podmioty te pełniły również funkcję OSD.

Programy Zgodności

Podstawa prawna przygotowywania przez operatorów Programów Zgodności, jak i wytyczne co do treści nadesłanych sprawozdań zostały opisane w rozdziale 3.1.1. Należy nadmienić, że dotychczasowy obowiązek ich opracowywania 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. Obowiązkowi temu podlega zatem OSM Sp. z o.o., który jest spółką w 100% zależną od PGNiG SA. W 2014 r. Prezes URE zatwierdził Program Zgodności OSM. OSM Sp. z o.o. jest równocześnie zobowiązany do corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji Programu Zgodności począwszy od sprawozdania za rok 2014.

Obowiązek przedkładania do zatwierdzania Programu Zgodności oraz przesyłania sprawozdań z jego realizacji ciąży też na PSG Sp. z o.o., która jest OSD wchodzącym w skład GK PGNiG S.A.

W 2014 r. w OSD, jak i w OSM 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.

Analizując nadesłane przez operatorów sprawozdania z wykonania Programów Zgodności można stwierdzić, że ze względu na charakter stanowiska i zakres kompetencji, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno mieć zagwarantowaną niezależność oraz być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Pozwoliłoby to na większe zaangażowanie w kwestie przestrzegania Programów Zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę operatorów. W praktyce, w PSG Sp. z o.o. Inspektor ds. zgodności podlega bezpośrednio zarządowi i nie łączy swojej funkcji z innymi stanowiskami występującymi w OSD. Z kolei w OSM Sp. z o.o. funkcja Inspektora ds. zgodności łączona jest ze stanowiskiem kierowniczym w dziale Regulacji i Obsługi Prawnej. Niewątpliwie wiedza i doświadczenie osoby zajmującej stanowisko kierow-

nicze jest przydatna w aktywnym monitoringu realizacji Programu Zgodności, jednakże 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.

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 sensytywnych.

Z nadesłanych sprawozdań, wynika, że Inspektorzy przeszkolili wszystkich pracowników operatorów w zakresie bezwzględnego przestrzegania postanowień Programów.

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 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 przesyłać 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.

4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

Zasady bilansowania systemu

Zgodnie z przepisami krajowymi, bilansowanie systemu gazowego w krajowym systemie gazowym jest realizowane przez 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 niezbilansowania 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 ustanowione publikacje zgodne z wymaganiami rozporządzenia 715/2009, w tym m.in. informacje o procedurach, wymogach i zasadach dot. bilansowania oraz działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu, a także o poniesionych w związku z tym kosztach (w szczególności kosztach i wygenerowanych

dochodach. Wszystkie powyższe informacje są publikowane zarówno w polskiej, jak i w angielskiej wersji językowej.

W styczniu 2014 r. OSP uruchomił Rynek Usług Bilansujących (RUB). W ramach RUB podmioty, które do niego przystępują, 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). W 2014 r. OSP zrealizował usługi systemowe za pośrednictwem RUB o łącznym wolumenie zakupu 122,4 MWh. 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.

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 (BAL). Rozporządzenie to jest stosowane od 1 października 2014 r. Dokument umożliwia operatorom wdrożenie określonych środków tymczasowych w zakresie metod bilansowania oraz rozliczeń z tym związanych w przypadku braku dostatecznej płynności hurtowego rynku gazu dla transakcji krótkoterminowych. W takim przypadku, odpowiednie środki tymczasowe są opracowywane i wdrażane przez OSP zgodnie ze skonsultowanym z uczestnikami rynku i zatwierdzonym przez krajowy organ regulacji sprawozdaniem. Gaz-System S.A. złożył 16 października 2014 r. wniosek o zatwierdzenie Sprawozdania dot. planowanych do wprowadzenia przez OGP Gaz-System S.A. środków tymczasowych.

Standardy bezpieczeństwa i niezawodności dostaw, standardy jakościowe

Do zadań Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ogólny – ustawowy przepis będący źródłem przedmiotowego obowiązku nie wymienia poszczególnych działań, tak jak to ma miejsce w art. 5 dyrektywy 2009/73/WE.

W zakresie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw Prezes URE dokonuje przeglądu sposobu realizacji przez operatorów systemu gazowego ich ustawowych obowiązków oraz ocenia ich działania pod kątem zapewnienia prawidłowej pracy systemu zgodnie z kryteriami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. Prowadzona kontrola odbywa się także w ramach analiz sprawozdań z realizacji planów rozwoju, w tym monitorowania realizacji inwestycji, których celem było zapewnienie ciągłości świadczenia usług przesyłowych i dystrybucyjnych z zachowaniem wymaganego stopnia bezpieczeństwa i niezawodności, a także stworzenia warunków dla rozwoju rynku. Kryteria istotne dla bezpieczeństwa dostaw brane pod uwagę przy analizie zadań inwestycyjnych, dotyczą:

- dostosowania systemów gazowych do nowych warunków pracy wynikających z przyłączenia nowych źródeł pozyskania gazu oraz nowych odbiorców,
- możliwości dywersyfikacji kierunków i dróg dostaw gazu do Polski,
- odtworzenia lub modernizacji istniejących obiektów infrastruktury gazowej,
- przystosowania systemów do obowiązujących norm, przepisów prawnych oraz technicznych,
- likwidacji tzw. „wąskich gardeł” w sieciach.

Monitoring odbywa się w oparciu o coroczne sprawozdania z realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe i porównanie ich z uzgodnionym planem rozwoju, w zakresie wykazu inwestycji i nakładów, jakie przedsiębiorstwo planowało ponieść i w konsekwencji poniosło oraz danych ilościowych dotyczących w szczególności liczby odbiorców i ilości przesłanego gazu – planowanych i zrealizowanych. Dodatkowo, stan bezpieczeństwa sieci można ocenić na podstawie informacji o strukturze wiekowej majątku oraz liczbie przerw i awarii zawartych w ww. sprawozdaniach. Wnioski z powyższego monitoringu są uwzględniane w dalszych działaniach regulacyjnych Prezesa URE, w szczególności na etapie uzgadniania planów rozwoju.

Ponadto do kontroli standardów bezpieczeństwa zalicza się kontrolę wypełniania przez zobowiązane do tego podmioty obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz raportowanie przez operatorów wprowadzanych ograniczeń dostaw.

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych paliw gazowych ma chronić odbiorców przed obniżeniem przez przedsiębiorstwa gazownicze działające na rynku, zarówno jakości dostarczanych paliw (m.in. ich ciepła spalania), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach), jak i standardów obsługi odbiorców.

Parametry jakościowe paliw gazowych oraz standardy jakościowe obsługi odbiorców, w tym sposób realizacji reklamacji, uregulowane są w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego¹¹⁾. Zgodnie z rozporządzeniem paliwa gazowe dostarczane przez przedsiębiorstwa gazownicze powinny spełniać odpowiednie parametry jakościowe. Jednocześnie rozporządzenie nakłada na OSP i OSD obowiązek przeprowadzania badań poszczególnych parametrów jakościowych. Parametry paliw gazowych określone zostały w IRiESP oraz odpowiednich IRiESD.

Kontrolowanie jakości paliw gazowych odbywa się na wniosek odbiorcy. Ponadto w razie zastrzeżeń dotyczących ilości dostarczanych paliw gazowych, odbiorca może zażądać zbadania prawidłowości działania układu pomiarowego w niezależnym laboratorium badawczym posiadającym akredytację jednostki certyfikującej, uzyskaną na zasadach i w trybie określonym w ustawie z 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności¹²⁾. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości, przedsiębiorstwo energetyczne pokrywa koszty badań, a także na własny koszt dokonuje korekty za dostarczone paliwo gazowe na zasadach i terminach określonych w taryfie.

Z dotychczasowej praktyki wynika, że zastrzeżenia pochodzą głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych, natomiast interwencja Prezesa URE polega przede wszystkim na wezwaniu operatorów systemów dystrybucyjnych do przedstawienia raportów w zakresie jakości gazu (w tym średniomiesięcznego ciepła spalania) w tej części sieci gazowej, do której przyłączona była instalacja odbiorcy zgłaszającego uwagi. W niektórych przypadkach korzystano również z wyników analiz przeprowadzonych przez instytuty badawcze oraz jednostki naukowo-badawcze, gdyż regulator nie posiada ani laboratorium, ani odpowiedniej aparatury do przeprowadzania samodzielnych badań jakości paliw gazowych.

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych gazu przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych. Prezes URE akceptuje bowiem zawarte w taryfach ceny i stawki opłat tylko wtedy, gdy zostaną skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych określonych w powołanym wyżej rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych określonych w ww. rozporządzeniu odbiorcy przysługują bonifikaty, sposób ustalenia których określa taryfa. W taryfie ustalone są ponadto bonifikaty w opłatach za dostawę gazu z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Sposób ustalenia bonifikat określają przepisy rozporządzenia w sprawie kalkulacji taryf dla paliw gazowych, a ich wysokość określona jest w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach.

Odbiorcy skarżąc się regulatorowi na działania przedsiębiorstw gazowniczych z reguły nie znają swoich praw. W takich przypadkach udzielane są im wyjaśnienia oraz informacje o prawach i obowiązkach, zgodnie z aktualnie obowiązującym stanem prawnym.

Kontrola w zakresie standardów bezpieczeństwa i niezawodności dostaw oraz standardów jakościowych w przypadku operatora systemu przesyłowego odbywała się także poprzez analizę przedkładanych przez niego raz na kwartał informacji o bonifikatach za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych oraz z tytułu wprowadzanych ograniczeń dostaw z przyczyn leżących po stronie OSP.

Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania połączeń i napraw

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci jest dokonywane w URE na bieżąco i odbywa się m.in. w drodze weryfikacji i analizy informacji pochodzących od przedsiębiorstw, ich odbiorców oraz innych interesariuszy. Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu zostały przedstawione w poniższej tabeli.

¹¹⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 1059.

¹²⁾ Dz. U. z 2002 r. Nr 204, poz. 2087 z późn. zm.

Tabela 6. Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu na sieci przesyłowej w 2014 r.

	Liczba	Przerwy i ograniczenia			ilość niedostarczonego paliwa [mln m ³]
		czas trwania [min.]	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas [min./odb.]	
Awarie	48	2 190	4	547,5	0,035
Prowadzone prace planowe	7	748 650	b.d.	9 722,0	b.d.
Ograniczenia	0	-	-	-	-

Źródło: URE.

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 ubiegłego 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 Polkowice-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.

Stan rozwoju sieci przesyłowej przekłada się również na problemy z zapewnieniem dostaw do odbiorców ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnych, w okresie zwiększonego popytu na gaz. Wymusza to zawieranie tzw. umów przerywanych oraz udzielanie odmów przyłączenia do sieci z powodów technicznych. O potrzebach inwestycyjnych w obszarze sieci świadczą również dane w zakresie średniego czasu przerw w dostawach gazu w przeliczeniu na odbiorcę przyłączonego do sieci przesyłowej, który wynosił w 2014 r. 547,5 min./odb. Odnotować jednak należy, że czas ten był zdecydowanie krótszy niż w 2013 r.

Tabela 7. Przerwy w dostawach paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w 2014 r.

Rok	Przerwy					
	awarie			prowadzone prace planowe		
	czas trwania [min.]	liczba odbiorców wyłączonych [szt.]	średni czas [min./odb.]	czas trwania [min.]	liczba odbiorców wyłączonych [szt.]	średni czas [min./odb.]
2005	43 341 809,10	109 571	395,56	79 411 583,60	194 219	408,88
2006	89 518 594,80	123 361	725,66	76 721 978,40	153 386	500,19
2007	46 707 750,34	89 218	523,52	78 061 416,00	153 083	509,93
2008	110 416 057,40	104 108	1 060,62	131 395 059,60	130 673	1 005,53
2009	81 563 843,00	102 763	793,71	130 628 780,40	151 273	863,53
2010	27 236 695,80	117 616	231,60	55 470 326,40	162 637	341,07
2011	134 905 821,96	136 307	989,72	162 790 249,80	183 548	886,91
2012	102 370 430,40	91 931	1 113,56	159 639 406,18	166 928	956,34
2013	63 372 633,60	105 730	599,38	65 364 360,60	156 603	417,39
2014	19 894 108,80	97 022	205,05	53 612 689,20	126 884	422,23

Źródło: URE.

W 2014 r. Prezes URE monitorował czas potrzebny przedsiębiorstwom do realizacji przyłączy do sieci gazowej. Informacje o realizacji w 2014 r. przyłączy do sieci gazowej OGP Gaz-System S.A. oraz operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy podlegali obowiązkowi prawnego wydzielenia przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 8. Informacje o realizacji przyłączy do sieci gazowej w 2014 r.

	Liczba zrealizowanych przyłączy do sieci	Liczba przyłączy do sieci zrealizowanych na zasadach pełnej odpłatności	Liczba przyłączy zrealizowanych po wcześniejszej odmowie
OGP Gaz-System SA	17	16	0
Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych*	82 335	3	17

* Operatorzy systemów dystrybucyjnych objęci obowiązkiem prawnego wydzielenia.

Źródło: URE.

Przedstawione w tabeli informacje wskazują na dużą liczbę zrealizowanych przez OSD oraz OSP w 2014 r. przyłączy do sieci gazowej. Jednocześnie, na podstawie informacji pozyskanych w ramach prowadzonego w URE monitorowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci zidentyfikowano główne przyczyny niedotrzymania terminu realizacji przyłączenia do sieci gazowej przewidzianego umową, do których należą m.in.:

- trudności w uzyskaniu niezbędnych decyzji administracyjno-prawnych (tj. trudności w uzyskaniu zgód właścicieli nieruchomości na lokalizację i wybudowanie gazociągu/przyłącza oraz związana z tym często konieczność uzyskania tytułu prawnego do nieruchomości, na których miała być budowana sieć lub instalacja gazowa; czasochłonność postępowań administracyjnych lub sądowych w zakresie ustanowienia służebności przesyłu),
- opóźnienia ze strony odbiorców w wywiązywaniu się z terminów określonych w umowie o przyłączenie do sieci gazowej,
- niekorzystne warunki atmosferyczne powodujące opóźnienia w pracach prowadzonych w terenie.

Realizacja zadań nałożonych na regulator odbywała się ponadto poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa z obowiązkowego obowiązku powiadamiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej¹³⁾. Dodatkowo, regulator rozstrzyga również sprawy sporne w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej oraz rozpatruje skargi, dotyczące warunków przyłączania do sieci i ich realizacji, jak również dokonywania napraw tych sieci. W 2014 r. do URE wpłynęły zawiadomienia przedsiębiorstw gazowniczych informujące o wydaniu 5 917 odmów przyłączenia do sieci gazowej. Przypadki takie są przedmiotem monitorowania ze strony regulatora.

Tabela 9. Liczba odmów przyłączenia do sieci gazowej

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Liczba odmów w 2014 r.
1	OGP Gaz-System S.A.	1
2	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych GK PGNiG S.A.	5 852
3	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych nie objęci obowiązkiem prawnego wydzielenia	64
	RAZEM	5 917

Źródło: URE.

Przedstawione w powyższej tabeli informacje wskazują na jeden przypadek odmowy przyłączenia do sieci przesyłowej i dużą liczbę odmów przyłączenia do sieci dystrybucyjnej. Związane jest to z odmiennymi warunkami technicznymi, w tym lokalizacją podmiotu wnioskującego (znacznym oddaleniem od sieci lub nie ujęciem danego obszaru w planie rozwoju) oraz ze znacznie większą liczbą odbiorców wnioskujących o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej, niż przesyłowej. W ramach monitorowania przedsiębiorstw z wywiązywania się z obowiązkowego obowiązku powiadamiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej, jako główne przyczyny odmów przedsiębiorstwa wskazywały brak warunków ekonomicznych oraz brak warunków technicznych. Przy czym brak możliwości technicznych realizacji przyłączenia gazowego związany był z brakiem przepustowości sieci na danym

¹³⁾ Art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne: „Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy”.

obszarze kraju tzw. wąskie gardła, gdzie brak rozbudowy sieci przesyłowej determinuje dalszy rozwój infrastruktury dystrybucyjnej i niemożność przyłączenia nowych odbiorców. Remedium na obecny stan są więc dalsze inwestycje w infrastrukturę gazową (zgodnie z uzgodnionymi z Prezesem URE planami rozwoju), które powinny przyczynić się do rozbudowy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego w Polsce oraz wpłynąć na optymalizację ich pracy i zwiększenie przepustowości, w tym przesyłanie gazu w nowych kierunkach.

Monitorowanie dostępu do magazynowania, pojemności magazynowych gazociągów i do innych usług pomocniczych oraz monitorowanie właściwego stosowania kryteriów określających model dostępu do instalacji magazynowej

W 2014 r. podmiotem, który realizował zadania przypisane OSM, była spółka OSM Sp. z o.o. W 2014 r. do Prezesa URE nie wpłynęły informacje wskazujące na naruszenia ze strony OSM w zakresie wykonywanych obowiązków wskazanych w ustawie – Prawo energetyczne, w szczególności w zakresie usług związanych z dostępem stron trzecich (zasada TPA).

Funkcje operatorskie były przez OSM realizowane przy wykorzystaniu istniejących oraz nowych zdolności magazynowych będących wynikiem prowadzonej budowy nowych instalacji magazynowych (KPMG Kosakowo) i rozbudowy już istniejących instalacji magazynowych (PMG Wierzchowice i PMG Strachocina) oraz KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Swarzędz i PMG Brzeźnica. Pojemność czynna wszystkich instalacji magazynowych wyniosła w 2014 r. 2 524,09 mln m³. OSM udostępnia uczestnikom rynku zdolności magazynowe zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz zestandaryzowanymi procedurami zamieszczonymi w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM). W ramach działalności handlowej w 2014 r. OSM udostępnił podmiotom trzecim w ramach umów długoterminowych dodatkowo 724 mln m³ niezarezerwowanej pojemności magazynowej, w tym 109 mln m³ na warunkach ciągłych oraz 615 mln m³ na warunkach przerywanych. Ponadto w ramach kontraktów krótkoterminowych OSM udostępniał podmiotom trzecim 21,5 mln m³ pojemności magazynowej na warunkach przerywanych.

W 2014 r. wnioskodawcy złożyli łącznie sześć wniosków o zawarcie umów o świadczenie usług magazynowania, w tym jeden przez gazowego OSP. Wszystkim wnioskodawcom zostały przydzielone zdolności magazynowe zgodne ze złożonym zapotrzebowaniem.

W zakresie przeciwdziałania akumulacji rezerw zdolności magazynowych w przypadku wystąpienia ograniczeń kontraktowych zastosowanie mają uregulowania art. 17 rozporządzenia 715/2009. OSM dokonywał oceny wykorzystywania zamówionych zdolności magazynowych, dzięki czemu udostępniano niewykorzystane nominalne moce odbioru i nominalne moce zatłaczania w ramach dobowej usługi magazynowania. OSM umożliwia i organizuje również obrót wtórny zdolnościami magazynowymi, jednakże w 2014 r. nie wpłynął żaden wniosek o zbycie zamówionych zdolności magazynowych. Przy analizie wykorzystania zamówionych zdolności magazynowych, OSM weryfikuje stopień ich wykorzystywania zastrzegając sobie prawo do ich redukcji i zaoferowania innym uczestnikom rynku (zasada wykorzystaj albo strać) w przypadku wykorzystania na poziomie niższym niż 70%. W 2014 r. instalacje magazynowe były w pełni wykorzystywane.

Z przeprowadzonego monitoringu wynika, że OSM realizuje obowiązki informacyjne związane z mechanizmami alokacji zdolności magazynowych wynikających z pełnienia funkcji OSM, w szczególności te przewidziane w art. 19 rozporządzenia 715/2009. Podaje on do publicznej wiadomości informacje o zakontraktowanych i dostępnych zdolnościach magazynowych oferowanych w ramach dobowej usługi magazynowania. Określone przez OSM zasady przydzielania zdolności magazynowych, zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz ich realizacji (nominacje, renominacje, alokacje), zostały zawarte w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowych i opublikowane na stronie internetowej OSM (www.osm.pgnig.pl).

Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

W 2014 r. Prezes URE monitorował wdrażanie środków zabezpieczających na wypadek nagłego kryzysu na rynku energetycznym, zagrożenia dla bezpieczeństwa fizycznego lub bezpieczeństwa osób, urządzeń, instalacji lub integralności systemu, poprzez zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych, opracowywanych przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz połączonych i weryfikację lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz analizę informacji związanych z ww. środkami.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego

Warunki wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego oraz zasady opracowywania planów wprowadzania ograniczeń zostały szczegółowo opisane w Raporcie Krajowym 2014.

W 2014 r. od obowiązanych operatorów wpłynęło 43 wniosków o zatwierdzenie planu ograniczeń na sezon 2014/2015. W tym zakresie Prezes URE w 2014 r. wydał 14 decyzji ws. zatwierdzenia planu ograniczeń, przy czym plany ograniczeń o zasadniczym znaczeniu dla funkcjonowania systemu gazowego, tj. plan opracowany przez operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. (OSP) oraz plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. zostały zatwierdzone decyzjami z 22 grudnia 2014 r. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2014 r. i opracowane na sezon 2014/2015 zatwierdzone zostały w pierwszym kwartale 2015 r.

W 2014 r. ograniczenia w poborze gazu ziemnego nie zostały wprowadzone do stosowania.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego

Na mocy postanowień ustawy o zapasach Prezes URE, w drodze decyzji, weryfikuje bądź ustala zapasy obowiązkowe importowanego gazu ziemnego. Celem utrzymywania zapasów obowiązkowych jest zabezpieczenie przed negatywnymi skutkami zakłóceń w dostawach gazu ziemnego, umożliwiające podjęcie szybkich działań interwencyjnych pozwalających wyrównać braki w bilansie dostaw tego gazu na rynek. Zasady ustalania wielkości zapasów obowiązkowych zostały opisane w ubiegłorocznym Raporcie.

W 2014 r. do Prezesa URE wpłynęło 29 wniosków o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Spośród prowadzonych postępowań 7 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach, natomiast 27 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach.

Prezes URE monitorował w 2014 r. wdrażanie środków zabezpieczających także poprzez analizę informacji uzyskiwanych w związku z funkcjonowaniem ww. środków, w szczególności dotyczy to:

- **informacji przekazywanych Prezesowi URE na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom**, tj. informacji o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, w celu (1) zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego,
- **informacji pozyskanych przez Prezesa URE w ramach badania ankietowego przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego** – w 2014 r. Prezes URE przeprowadził badanie ankietowe w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Przedmiotem badania objęto informacje dotyczące utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie od 1 czerwca 2014 r. do 30 września 2014 r. 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,
- **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. W 2014 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach. 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 uruchomio-

nych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Informacje te są przekazywane codziennie, do godziny 10:00, i dotyczą poprzedniej doby. W 2014 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach.

4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych i instalacji LNG

Przedsiębiorstwa gazownicze posiadające koncesje na przesyłanie, dystrybucję, magazynowanie paliw gazowych, skraplanie gazu ziemnego lub regazyfikację skroplonego gazu ziemnego prowadzą ww. działalności w oparciu o taryfy ustalone przez siebie i zatwierdzone przez Prezesa URE.

Warunkiem koniecznym zatwierdzenia taryfy jest jej zgodność z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy, w tym w szczególności rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi¹⁴⁾. Rozporządzenie to dostosowało prawo krajowe w zakresie kształtowania i kalkulacji taryf dla usług przesyłania i magazynowania do postanowień rozporządzenia 715/2009.

W postępowaniu o zatwierdzanie taryf Prezes URE szczegółowo analizuje koszty, które stanowią podstawę kalkulacji stawek opłat przestrzegając, aby nie występowało subsydiowanie skróśne między działalnością koncesjonowaną i niekoncesjonowaną oraz pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych. Taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE są ogłaszane w Biuletynie Branżowym URE w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia. Przedsiębiorstwa gazownicze wprowadzają taryfy do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż 45 dnia od dnia ich publikacji.

Od decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub odmawiającej zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwu przysługuje odwołanie do SOKiK, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia.

Dotychczas w przepisach prawa nie została zaimplementowana przewidziana w przepisach dyrektywy 2009/73/WE możliwość ustalania lub zatwierdzania przez Prezesa URE tymczasowych taryf za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji w przypadku opóźnień w ich ustalaniu przez przedsiębiorstwa świadczące wskazane usługi.

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 § 46 ust. 1 ww. rozporządzenia Ministra Gospodarki. 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.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do ich sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień podmiotów, które nie wykonują działalności w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, ich wytwarzania lub wydobywania, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego opłata stanowi ¼ rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Za przyłączenie podmiotów wykonujących działalności wskazane w zdaniu poprzednim pobierana jest opłata w wysokości odpowiadającej rzeczywistym nakładom poniesionym na realizację przyłączenia. Natomiast za przyłączenie podmiotów, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci niskich, średnich i podwyższonych ciśnień pobierana jest opłata ustalona na podstawie stawek opłat skalkulowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych i zawartych w ich taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE. Stawki te kalkulowane są na podstawie ¼ średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, opracowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Do kluczowych przedsiębiorstw infrastrukturalnych w sektorze gazowym należą OGP Gaz-System S.A., PSG Sp. z o.o. i SGT EuRoPol Gaz S.A. (przedsiębiorstwa zajmujące się dostarczaniem gazu) oraz OSM Sp. z o.o. (przedsiębiorstwo świadczące usługi magazynowania).

¹⁴⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

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.

Podobnie, 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 odniesieniu do OSM Sp. z o.o. w 2014 r. prowadzone były dwa postępowania dotyczące taryfy tego przedsiębiorstwa. W przypadku pierwszego postępowania, którego przedmiotem była zmiana taryfy obowiązującej, wydana została decyzja o jego umorzeniu ze względu na upływ okresu obowiązywania taryfy, która miała być przedmiotem zmiany. Drugie postępowanie zostało zakończone w czerwcu 2014 r. wydaniem decyzji zatwierdzającej taryfę przedsiębiorstwa, w której zawarto postanowienia umożliwiające rozliczanie odbiorców w jednostkach energii od 1 sierpnia 2014 r. Ustalono w niej również opłaty za świadczenie usług magazynowania w nowym magazynie kawernowym Kosakowo, który został oddany do użytku w 2014 r. W związku z rozbudową PMG Wierzchowice, PMG Strachocina i oddaniem do użytku nowego magazynu kawernowego wzrosła wartość majątku magazynowego i kosztów jego eksploatacji, co z kolei spowodowało wzrost opłat za korzystanie z usług magazynowania o ok. 3%. Należy podkreślić, że taryfa dla usług magazynowania uwzględnia koszty wyjścia z/wejścia do systemu przesyłowego i w związku z tym odbiorca korzystający z usługi magazynowania nie zamawia przepustowości na wyjściu z/wejściu do systemu przesyłowego oraz nie jest rozliczany przez operatora systemu przesyłowego z tego tytułu.

Do kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego zaliczany jest ponadto SGT EuRoPol GAZ S.A., wobec którego również były prowadzone dwa postępowania dotyczące taryf tego przedsiębiorstwa. Pierwsze, zakończone decyzją Prezesa URE z lutego 2014 r., prowadzone było w związku z wnioskiem przedsiębiorstwa złożonym do urzędu w 2013 r. Zatwierdzona taryfa została podzielona na dwie części, z których druga umożliwiała rozliczanie odbiorców w jednostkach energii. Drugie z prowadzonych postępowań zakończone zostało w grudniu 2014 r.

4.1.4. Kwestie transgraniczne

Zatwierdzanie zasad dostępu do infrastruktury transgranicznej, w tym zasad alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

Zgodnie z Załącznikiem nr I do rozporządzenia 715/2009 ustanawiającym kodeks sieciowy dotyczący Zarządzania Ograniczeniami Kontraktowymi (*Congestion Management Procedures* – CMP) OSP miał obowiązek wprowadzić do systemu zasady zawarte w tymże kodeksie do 1 października 2013 r. Polski OSP, OGP Gaz-System S.A. wprowadził mechanizmy wynikające z CMP zarówno do IRiESP Krajowego Systemu Przesyłowego, jak i do IRiESP Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT). Zasady te zostały zatwierdzone przez Prezesa URE.

Pierwszym z wprowadzonych mechanizmów zarządzania ograniczeniami jest mechanizm nadsubskrypcji i wykupu. 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 powinien wdrożyć zaofiarować użytkownikom systemu dodatkową zdolność. Zdolność ta będzie oferowana jako produkt na dzień następny (Day Ahead) na zasadach ciągłych. W przypadku, gdyby łączne nominacje wszystkich użytkowników systemu w tym punkcie

w danej dobie przekraczały techniczną zdolność, 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 przez OSP zdolności tak, aby zrealizowane mogły zostać wszystkie nominacje – OSP zredukuje wszystkich nabywców produktu dobowego na zasadach ciągłych i wypłaci im odpowiednią bonifikatę. Kolejnym mechanizmem jest prawo użytkownika do rezygnacji z zarezerwowanej przepustowości. Każdy użytkownik ma prawo zrezygnować z zarezerwowanej zdolności i przekazać ją OSP. 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. CMP w 2014 r. OGP Gaz-System S.A. nie oferował dodatkowej przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji. 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 jako oferta odsprzedaży/udostępnienia na rynku wtórnym, lecz nie spotkała się z zainteresowaniem rynku.

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych są 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 (CAM). Szczegółowe przepisy w tym zakresie zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w 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.

W 2014 r. Prezes URE monitorował współpracę operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. z operatorami systemów przesyłowych krajów ościennych. W obszarze połączeń krajowego systemu przesyłowego z systemami sąsiadującymi, OGP Gaz-System S.A. prowadzi działalność w oparciu o porozumienia operatorskie z sąsiadującymi OSP. Powyższe porozumienia szczegółowo określają zasady i warunki współpracy dyspozytorskiej w zakresie kontroli nad przepływami gazu na punktach połączeń międzysystemowych na granicach Polski. W ramach współpracy OGP Gaz-System S.A. z niemieckich OSP GASCADE Gastransport GmbH udało się 31 marca 2014 r. zakończyć inwestycję polegającą na umożliwieniu fizycznego przesyłu zwrotnego na gazociągu jamalskim. Od 1 kwietnia 2014 r. w ramach usługi przesyłania zwrotnego na zasadach ciągłych udostępniona została techniczna możliwość importu

gazu do Polski w ilości do 2,3 mld m³ rocznie. W lutym 2014 r., OGP Gaz-System S.A. jako operator SGT udostępnił wspólnie z GASCADE przepustowość ciągłą powiązaną w punkcie Mallnow poprzez aukcję produktu kwartalnego na okres od 1 kwietnia do 1 października 2014 r.

Rozpoczęto również współpracę z czeskim operatorem systemu przesyłowego NET4GAS s.r.o. nad przeprowadzeniem aukcji pilotażowej przepustowości powiązanej w punkcie Cieszyn przy wykorzystaniu platformy przepustowości Gaz-System Aukcje (GSA). W ramach aukcji pilotażowej, przepustowość powiązana w punkcie Cieszyn została udostępniona jako produkt miesięczny na kwiecień 2015 r.

Jednocześnie Prezes URE monitoruje alokacje zdolności przesyłowej na wszystkich połączeniach, także wschodnich. Szczegółowe dane dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych OGP Gaz-System S.A. przedstawia tab. 10.

Tabela 10. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi (jednostki objętości/jednostki energii)¹⁵⁾

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Jedn.	Całkowita Zdolność Przesyłowa oferowana na zasadach ciągłych*	Zarezerwowane zdolności przesyłowe
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	[mln m ³ /rok]	5 226,8	4 369,3
				[MWh/rok]	57 906 699	48 903 614
GASCADE	Niemcy	Mallnow	Niemcy	[mln m ³ /rok]	30 660,0	30 660,0
				[MWh/rok]	339 826 680	339 826 680
GASCADE	Niemcy	Mallnow rewers	Polska	[mln m ³ /rok]	1 696,31	1 523,65
				[MWh/rok]	18 793 315,67	16 880 368,25
GASCADE	Niemcy	Mallnow rewers**	Polska	[mln m ³ /rok]	5 330,46	3 447,46
				[MWh/rok]	59 055 682,95	38 194 153,28
ONTRAS	Niemcy	Lasów rewers**	Niemcy	[mln m ³ /rok]	1 513,44	0,0
				[MWh/rok]	16 874 904,40	0
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	[mln m ³ /rok]	1 513,4	1 432,4
				[MWh/rok]	16 874 904	16 053 451
ONTRAS	Niemcy	Gubin (we)	Polska	[mln m ³ /rok]	17,5	17,5
				[MWh/rok]	196 399	196 399
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers**	Czechy	[mln m ³ /rok]	587,17	0,0
				[MWh/rok]	6 593 914,61	0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	[mln m ³ /rok]	589,4	573,1
				[MWh/rok]	6 618 980	6 438 139
Severomoravske plynarske	Czechy	Branice Czechy	Polska	[mln m ³ /rok]	1,4	1,4
				[MWh/rok]	15 796	15 794
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	[mln m ³ /rok]	4 355,0	4 355,0
				[MWh/rok]	49 211 322	49 211 322
OAO Gazprom Transgaz Belarus	Białoruś	Kondratki	Polska	[mln m ³ /rok]	33 743,5	33 743,5
				[MWh/rok]	373 850 520	373 850 520
OAO Gazprom Transgaz Belarus	Białoruś	Tietierowka	Polska	[mln m ³ /rok]	238,3	238,3
				[MWh/rok]	2 686 153	2 686 153
OAO Gazprom Transgaz Belarus	Białoruś	Wysokoje	Polska	[mln m ³ /rok]	5 373,1	3 278,5
				[MWh/rok]	60 554 795	36 684 804
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice **	Ukraina	[mln m ³ /rok]	1 458,9	829,5
				[MWh/rok]	16 485 704	9 373 524
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	[mln m ³ /rok]	131,4	0,0
				[MWh/rok]	1 463 796	0

* Maksymalna ciągła zdolność przesyłowa, jaką OSP może zaoferować użytkownikom sieci, biorąc pod uwagę integralność systemu i wymagania eksploatacyjne sieci przesyłowej.

** Dostawy na zasadach przerywanych (usługa ciągła w punkcie Mallnow rewers jest oferowana od kwietnia 2014 r.).

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

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

W 2014 r. kontynuowano prace nad wdrożeniem przyjętej w 2013 r. *Mapy Drogowej w kierunku wspólnego regionalnego rynku gazu V4*. Głównymi założeniami Mapy Drogowej są: rozwój infrastruktury

¹⁵⁾ Dotychczasowo rozliczenia za świadczoną usługę przesyłania paliwa gazowego odbywały się w jednostkach objętości (m³). Jednakże, w związku z wejściem w życie zmian rozporządzenia taryfowego, od 1 sierpnia 2014 r. rozliczenia za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych są realizowane w jednostkach energii (kWh).

i połączeń między krajami V4, współpraca w zakresie fizycznej integracji rynku w regionie oraz w zakresie wdrażania kodeksów sieci poprzez zacieśnienie współpracy pomiędzy regulatorami i operatorami systemów przesyłowych w regionie. Prace są prowadzone w ramach Forum V4 na rzecz integracji rynku gazu, które zapewnia polityczne wsparcie dla tego procesu i koordynację działań między ministerstwami, krajowymi organami regulacyjnymi i operatorami sieci przesyłowych. Współpraca w ramach Grupy Wyszehradzkiej w 2014 r. zaowocowała m.in. opracowaniem analizy porównawczej specyfikacji produktów w zakresie zdolności przerywanej we wszystkich państwach członkowskich. Analiza ta wykazała podobieństwa w systemach krajów V4 za wyjątkiem systemu węgierskiego. W ramach słowackiej prezydencji w Grupie Wyszehradzkiej, trwającej od 1 lipca 2014 r. do 30 czerwca 2015 r., priorytetami prac w ramach Forum V4 były: współpraca w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu, jednolita implementacja kodeksów sieci, rozwój infrastruktury przesyłowej oraz wdrożenie docelowego modelu rynku gazu (*Gas Target Model*) w regionie V4. Kontynuowany jest również projekt w zakresie oceny niezbędnych warunków wymaganych dla uzyskania koncesji handlowych w poszczególnych krajach regionu. Celem projektu jest stworzenie odpowiednich podstaw dla potencjalnej harmonizacji w zakresie udzielania koncesji w całym regionie V4.

W zakresie wspólnej implementacji kodeksów sieciowych Prezes URE współpracował z organami regulacyjnymi państw sąsiadujących. W związku z koniecznością przygotowania do terminowej implementacji przepisów rozporządzenia nr 984/2013 z 14 października 2013 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu (CAM) na istniejących transgranicznych połączeniach międzysystemowych z Niemcami oraz Republiką Czeską, w 2014 r. podjęto ścisłą współpracę z właściwymi organami regulacyjnymi tych państw. Efektem współpracy operatorów i regulatorów była realizacja projektu pilotażowego alokacji zdolności powiązanej w punkcie Mallnow, jak również rozpoczęcie prac nad analogicznym projektem pilotażowym w punkcie Cieszyn.

W 2014 r. współpraca Prezesa URE z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie kwestii transgranicznych realizowana była również w odniesieniu do zadań wynikających z rozporządzenia 347/2013, w szczególności w zakresie prac nad złożonymi przez operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System projektami inwestycyjnymi (*Investment Request*). Rozporządzenie 347/2013 definiuje w art. 2 pkt 4 „projekt będący przedmiotem wspólnego zainteresowania” jako projekt niezbędny do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I i znajdujący się na unijnej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania, o której mowa w art. 3 tego rozporządzenia.

Operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. realizując zapisy art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, wspólnie z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych zainteresowanych państw członkowskich UE, przedłożył Prezesowi URE (i regulatorom zainteresowanych państw członkowskich) wnioski inwestycyjne w zakresie:

- Projektu połączenia gazowego Polska-Czechy,
- Projektu połączenia gazowego Polska-Litwa,
- Projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja.

Zgodnie z art. 12 ust. 4 ww. rozporządzenia, w terminie sześciu miesięcy od daty otrzymania przez zainteresowane krajowe organy regulacyjne wniosku (...), organy regulacyjne podejmą skoordynowane decyzje w sprawie alokacji kosztów inwestycyjnych, jakie poniosą poszczególni operatorzy systemów przesyłowych w ramach projektu, oraz uwzględnienia tych kosztów w opłatach taryfowych. Krajowe organy regulacyjne mogą zdecydować o alokacji jedynie części kosztów lub o alokacji kosztów w ramach pakietu większej liczby projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania.

Fakt, że decyzje wydane przez regulatorów zainteresowanych krajów musiały być skoordynowane implikował konieczność dokonania wcześniejszych ustaleń z regulatorami państw zaangażowanych w realizację projektów i omówienia sposobu realizacji w wielu płaszczyznach i z uwzględnieniem szeregu wariantów. Mając na uwadze zapisy rozporządzenia oraz Wytyczne ACER dla Projektów wspólnego zainteresowania (*Internal guidance on the treatment of cross-border cost allocation requests for electricity and gas projects of common interest*), konieczna była koordynacja decyzji, tym bardziej iż wdrożenie postanowień jednej z nich możliwe było wyłącznie przy wejściu w życie pozostałych, które dotyczą rozliczeń związanych z tym samym wnioskiem transgranicznym. Niezbędne było zatem określenie sposobu procedowania, w tym spełnienia wymagań proceduralnych stawianych przez ustawodawstwo krajowe poszczególnych krajów, a także uzgodnienie zakresu wezwań do operatorów systemów przesyłowych do korekty wniosku w celu zapewnienia jego zgodności z rozporządzeniem 347/2013 i przepisami

odrębnymi, jak również do przedstawienia dodatkowych informacji niezbędnych dla oceny założonych przez operatora wniosków inwestycyjnych.

Ponadto w celu wsparcia procesu wdrożenia rozporządzenia TEN-E Prezes URE pracował w ramach odrębnych zespołów zadaniowych powoływanych przez Komisję Europejską i ACER mających na celu opracowanie wytycznych i rekomendacji umożliwiających ujednoczenie zasad dotyczących składania i oceny wniosków inwestycyjnych, a także samego wydawania decyzji.

Powyższe zagadnienie z uwagi na duży związek z procesem uzgadniania planów rozwoju zostało omówione szerzej w poniższym punkcie raportu.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju

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.

Monitorowanie planów inwestycyjnych odbywało się w oparciu o sprawozdania z ich realizacji, które przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, corocznie do 30 kwietnia, przedkładają Prezesowi URE.

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. (OSP) na lata 2014–2023, przy czym poziom nakładów został uzgodniony tylko na lata 2014–2018.

Zgodnie z założeniami Polityki energetycznej Polski do 2030 r. 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 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 planu jest również zabezpieczenie prawidłowych dostaw na rynek krajowy w warunkach szczytowego zapotrzebowania. W ramach powyższego zidentyfikowano obszary o ograniczonych zdolnościach przesyłowych i zagrożone ograniczeniami zdolności przesyłowych, na których OGP Gaz-System S.A. planuje i realizuje działania inwestycyjne eliminujące wskazane zagrożenia.

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 planowaną inwestycją jest 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. Energetyki Puławy), a także przyszłego funkcjonowania źródeł zasilania z kierunku Białorusi i Ukrainy. Należy zatem liczyć się z możliwością znacznych modyfikacji w programie inwestycyjnym w tej części Polski dotyczących zarówno zakresu inwestycji jak i parametrów technicznych gazociągów.

W wskazanym okresie OGP zakłada znaczący przyrost gazociągów o średnicy DN 1000, które stanowiąć 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.

Najważniejsze inwestycje przedstawiono poniżej na rys. 30 i w tab. 11.

Rysunek 30. Inwestycje kontynuowane i planowane w perspektywie 2018 r. i 2023 r.



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

Tabela 11. Porównanie średnic gazociągów w scenariuszach UW, OR i RW**

Inwestycja	Średnica [mm]			Długość [km]	
	OR	UW	RW		
INWESTYCJE W PERSPEKTYWIE 2014 r.				875	
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.

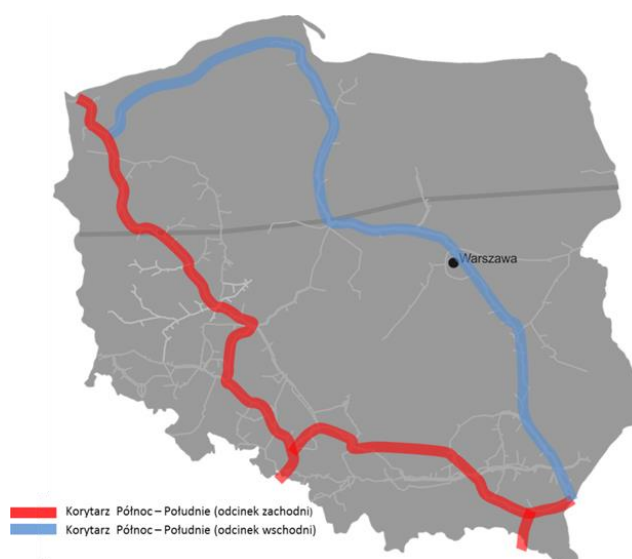
** UW, OR i RW – scenariusze odpowiednio: umiarkowanego wzrostu, optymalnego rozwoju i realnego wykonania.

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

Program rozwoju Korytarza Północ-Południe jest głównym i najważniejszym programem inwestycyjnym, którego realizację zainicjował OGP Gaz-System S.A. Na terenie Polski zdefiniowano dwa odcinki przebiegu Korytarza Północ-Południe: zachodni i wschodni. Niektóre z inwestycji zlokalizowane w północno-zachodniej Polsce są już realizowane przez OGP. 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 gaz dostarczany z kierunku Czech i Słowacji. Jednocześnie zakłada się, że oba połączenia będą zapewniały przesyłanie gazu w obu kierunkach. Celem OGP Gaz-System S.A. jest realizacja części liniowych wraz z innymi obiektami systemowymi w perspektywie 2018 r., o ile rynek potwierdzi zainteresowanie korzystaniem z nowych kierunków dostaw gazu.

Rysunek 31. Przebieg Korytarza Północ-Południe



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

OGP Gaz-System S.A. współuczestniczył w ramach ENTSOG w opracowaniu przyjętego „*Gas Regional Investment Plan Central-Eastern Europe 2012–2021*”, w którym zidentyfikowano 42 projekty inwestycyjne na terytorium Rzeczypospolitej Polski. Ze wskazanych projektów 18 zostało zgłoszonych jako projekty wspólnego zainteresowania w ramach nieformalnych grup roboczych, powołanych w trakcie prac nad rozporządzeniem 347/2013. Z uwagi na duży związek przedmiotowego rozporządzenia z procesem uzgadniania planów rozwoju, zagadnienie to zostało omówione w niniejszym punkcie sprawozdania.

Na mocy rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) Nr 1391/2013 z 14 października 2013 r. zmieniającego rozporządzenie 347/2013 w odniesieniu do unijnej listy projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania, określono status projektów wspólnego zainteresowania, które zamieszczono na przyjętej przez Komisję Europejską liście projektów PCI. Spośród zawartych na liście gazowych projektów połączeń transgranicznych, operator polskiego systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. wytypował trzy projekty o najwyższym stopniu dojrzałości i zaawansowania, których realizacja w istotny sposób wpłynie na poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu w regionie. Projekty te umożliwiają połączenie polskiego systemu przesyłowego z systemami gazowymi krajów sąsiadujących, tj. Czech, Słowacji i Litwy.

Mając na uwadze powyższe OGP Gaz-System S.A., działając na podstawie art. 12 rozporządzenia 347/2013, złożył w Urzędzie Regulacji Energetyki trzy wnioski inwestycyjne dotyczące planowanych gazowych połączeń międzysystemowych, tj.:

1) Projekt połączenia gazowego Polska-Czechy

Projekt ten został wpisany na listę PCI jako element priorytetowego korytarza, tj. gazowego połączenia międzysystemowego Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej, którego budowa umożliwi przepływ gazu między Polską, Republiką Czeską, Słowacją i Węgrami, łącząc tym samym terminale LNG w Polsce i Chorwacji. Projekt połączenia gazowego Polska-Czechy określony został w pkt 6.1. rozporządzenia jako tzw. klaster pn.: „Rozbudowa czesko-polskiego połączenia międzysystemowego i powiązane z nią wzmocnienie w zachodniej Polsce”. Realizacja tego projektu polega na budowie dwukierunkowego i efektywnego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Czechami, które umożliwi przepływ gazu ziemnego na poziomie 5 mld m³ rocznie w kierunku Polska-Czechy i 6,5 mld m³ rocznie w kierunku Czechy-Polska z możliwością dalszej rozbudowy. Punkt graniczny będzie zlokalizowany po stronie czeskiej w rejonie Hat/Owsiszczce, zaś po stronie polskiej – w województwie śląskim. Projekt w przypadku części polskiej – poza 60 km gazociągiem łączącym oba systemy przesyłowe, obejmuje budowę nowych sieci o długości 237 km oraz budowę tłoczni i stacji pomiarowej. Zakładany termin rozpoczęcia eksploatacji poszczególnych zadań projektu to 2019 r.

2) Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja

Projekt ten, podobnie jak opisany powyżej, wpisuje się w budowę priorytetowego korytarza gazowego Północ-Południe, jednocześnie określony został w pkt 6.2. rozporządzenia jako klaster – „Połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja i powiązane z nim wzmocnienie we wschodniej Polsce”. Realizacja tego projektu polega na budowie dwukierunkowego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Słowacją, które umożliwi przepływ gazu ziemnego na poziomie 4,7 mld m³ rocznie w kierunku Polska-Słowacja i 5,7 mld m³ rocznie w kierunku Słowacja-Polska z możliwością dalszej rozbudowy. Połączenie gazowe będzie miało długość 164 km i zakłada rozbudowę systemu gazowego po stronie polskiej i słowackiej. W przypadku części polskiej – poza samym 58 km gazociągiem łączącym oba systemy przesyłowe, obejmuje budowę nowych sieci gazowych o długości 47 km, rozbudowę obecnie eksploatowanych gazociągów o długości 258 km oraz budowę tłoczni gazu. Zakładany termin rozpoczęcia eksploatacji projektu to 2020 r.

3) Projekt połączenia gazowego Polska-Litwa

Projekt ten został wpisany na listę PCI jako element priorytetowego korytarza o nazwie Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu. Jednocześnie, określony został w pkt 8.5. rozporządzenia jako tzw. klaster – Rozbudowa infrastruktury we wschodniej części Morza Bałtyckiego, obejmujący połączenie Polska-Litwa, znane jako GIPL (*Gas Interconnection Poland-Lithuania*). Realizacja ww. projektu, poprzez budowę dwukierunkowego i efektywnego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Litwą, ma na celu zapewnienie integracji odizolowanych obecnie rynków krajów bałtyckich. Planowany gazociąg ma osiągnąć długość 534 km. Ogółem planowane jest wybudowanie 357 km gazociągu po stronie polskiej i 177 km po stronie litewskiej. Punkt początkowy zaplanowano w miejscowości Rembelszczyzna (PL), a końcowy w Jauniunai (LT). Początkowa przepustowość ma wynieść 2,4 mld m³

rocznie w kierunku z Polski na Litwę. Przewidywany współczynnik obciążenia wynosi 20% obciążenia maksymalnego, co przekłada się na roczny przepływ gazu w ilości ok. 473 mln m³. Przepustowość w przeciwnym kierunku (z Litwy do Polski) szacowana jest na 1,0 mld m³ rocznie.

Złożenie powyższych wniosków pozwoliło na rozpoczęcie przez Prezesa URE prac w ramach prowadzonego postępowania administracyjnego, które zgodnie z art. 12 ust. 4 rozporządzenia TEN-E, powinny zakończyć się – w terminie sześciu miesięcy od daty otrzymania przez zainteresowane krajowe organy regulacyjne wniosku (...), podjęciem skoordynowanej decyzji w sprawie alokacji kosztów inwestycyjnych, jakie poniosą poszczególni operatorzy systemów przesyłowych w ramach projektu, oraz uwzględnienia tych kosztów w opłatach taryfowych. Krajowe organy regulacyjne mogą zdecydować o alokacji jedynie części kosztów lub o alokacji kosztów w ramach pakietu większej liczby projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania. Oznacza to, iż w określonych przypadkach wskazane rozporządzenie dopuszcza możliwość pokrywania kosztów inwestycyjnych związanych z realizacją projektu w jednym państwie członkowskim, z opłat taryfowych za dostęp do sieci w państwach członkowskich, w których projekt generuje skutki pozytywne netto. Warunki pokrywania tych kosztów przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych mają być ustalane w skoordynowanych decyzjach inwestycyjnych, wydawanych przez organy regulacji energetyki (NRA) zainteresowanych państw członkowskich.

Rozporządzenie TEN-E wskazuje, że zainteresowane krajowe organy regulacyjne w skoordynowanych decyzjach ustalą alokację kosztów inwestycyjnych, jakie poniosą operatorzy systemów przesyłowych w ramach projektu. Uwzględniane są w nich koszty i korzyści związane z projektami w zainteresowanych państwach członkowskich o charakterze gospodarczym, społecznym i środowiskowym, a także ewentualne potrzeby w zakresie wsparcia finansowego.

Fakt, iż decyzje wydane przez regulatorów zainteresowanych krajów musiały być skoordynowane implikował konieczność dokonania wcześniejszych ustaleń w wielu płaszczyznach i z uwzględnieniem szeregu wariantów. Mając na uwadze zapisy rozporządzenia oraz Wytyczne ACER dla Projektów wspólnego zainteresowania (*Internal guidance on the treatment of cross-border cost allocation requests for electricity and gas projects of common interest*), konieczna była koordynacja decyzji, tym bardziej że wdrożenie postanowień jednej z nich możliwe było wyłącznie przy wejściu w życie pozostałych, które dotyczą rozliczeń związanych z tym samym wnioskiem transgranicznym. Niezbędne było zatem określenie sposobu procedowania, w tym spełnienia wymagań proceduralnych stawianych przez ustawodawstwo krajowe poszczególnych krajów, a także uzgodnienie zakresu wezwań do operatorów systemów przesyłowych do korekty wniosku w celu zapewnienia jego zgodności z rozporządzeniem 347/2013 i przepisami odrębnymi, jak również do przedstawienia dodatkowych informacji niezbędnych dla oceny wniosku. W celu koordynacji działań należało również uzgodnić sposób wymiany informacji.

Powyższe pozwoliło na rozpoczęcie procedury oceny wniosków i dokonywanie wielostronnych uzgodnień zmierzających do wydania skoordynowanych decyzji. Należy przy tym zaznaczyć, że rozporządzenie 347/2013 nie daje krajowym regulatorom prawa do wydawania wiążących decyzji wobec operatorów z innych państw członkowskich, ani nie zobowiązuje regulatorów do wydawania decyzji o jednakowej treści co do alokacji kosztów. Przyjęto zatem, że regulator, uwzględniając postanowienia zawarte w porozumieniu regulatorów w kwestii danego wniosku inwestycyjnego, podejmuje decyzję w sprawie alokacji kosztów odnośnie operatora funkcjonującego na obszarze danego kraju. Inne podejście bowiem skutkowałoby pojawieniem się sporów kompetencyjnych oraz negowałoby sens zawierania między zainteresowanymi krajowymi organami regulacyjnymi porozumienia w sprawie danego wniosku inwestycyjnego, złożonego przez operatorów z różnych krajów.

Ponadto w celu określenia właściwego poziomu finansowania inwestycji infrastrukturalnych określonych we wnioskach konieczne było ustalenie dochodu jaki dana inwestycja generuje i jaką tworzy tzw. lukę finansową. Przeprowadzone analizy finansowe pozwoliły na ustalenie wartości wskaźników efektywności finansowej inwestycji oraz ustalenie niezbędnego poziomu dofinansowania z funduszy UE.

Co istotne, mając na uwadze kwestię ewentualnego finansowania inwestycji transgranicznych poprzez wzrost stawek taryfowych w oderwaniu od korzyści, które według analizy CBA mogą być przypisane polskim odbiorcom zauważyć należy, że taka możliwość zasadniczo została już wyczerpana. Polska ma obecnie jedno z najwyższych stawek za usługę przesyłania paliw gazowych w Europie, w związku z czym Prezes URE stara się ograniczać skutki taryfowe, oczywiście biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia długookresowej maksymalizacji efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania. Powyższe miało również wpływ na proces uzgodnienia aktualnie obowiązującego Planu rozwoju OGP Gaz-System S.A. na lata 2014–2023.

W odniesieniu do projektu Polska-Słowacja – w celu wsparcia procesu oceny i realizacji inwestycji – na mocy umowy międzyrządowej „Umowa między Rządem RP a Rządem Republiki Słowackiej o współpracy na rzecz realizacji projektu gazociągu łączącego polski i słowacki system przesyłowy z 22 listopada 2013 r., powołano Grupę Roboczą, w skład której weszli przedstawiciele polskiego regulatora.

Jednocześnie, z uwagi na treść art. 12 ust. 4 i 6 rozporządzenia 347/2013, odnoszących się do porozumienia pomiędzy zainteresowanymi organami regulacyjnymi w kwestii wniosku inwestycyjnego, 20 listopada 2014 r. zostało zawarte porozumienie mające formę Memorandum of Understanding, pomiędzy krajowymi organami regulacyjnymi Polski i Słowacji w kwestii ww. wniosku inwestycyjnego. W porozumieniu tym ww. krajowe organy regulacyjne potwierdziły swoje intencje odnośnie wydania skoordynowanych decyzji związanych z przedmiotowym Projektem oraz określiły zakres rozstrzygnięć w celu ich skoordynowania.

W rezultacie Prezes URE 28 listopada 2014 r. wydał decyzję w sprawie transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącą realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja.

Ponadto w 2014 r. Prezes URE wypełniał także inne obowiązki, związane z przedmiotową decyzją, przewidziane w rozporządzeniu 347/2013, tj. notyfikował decyzję Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki oraz opublikował ją w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe z 28 listopada 2014 r. Nr 109 (778).

W odniesieniu do projektu Polska-Czechy należy wskazać, że inwestycja ta również uzyskała wsparcie organów regulacyjnych. 18 czerwca 2014 r. zostało zawarte porozumienie mające formę Memorandum of Understanding, pomiędzy regulatorami Polski i Czech w kwestii ww. wniosku inwestycyjnego. W porozumieniu tym ww. krajowe organy regulacyjne potwierdziły swoje intencje odnośnie wydania skoordynowanych decyzji związanych z przedmiotowym Projektem oraz określiły zakres rozstrzygnięć w celu ich skoordynowania. W rezultacie Prezes URE 24 czerwca 2014 r. wydał decyzję w sprawie transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącą realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Czechy. Tym samym Prezes URE zaakceptował sposób rozliczania i uwzględniania w taryfach przesyłowych OGP Gaz-System S.A. wzajemnych gwarancji, których celem jest ograniczenie ryzyka inwestycyjnego dotyczącego budowy połączenia po obydwu stronach granicy. Symetryczna decyzja, uzgodniona z Prezesem URE i skierowana do czeskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – Net4Gas s.r.o. – została również wydana przez Regulatora Republiki Czeskiej.

Operatorzy wnioskowali o zatwierdzenie sposobu wzajemnych rozliczeń związanych z realizacją planowanych inwestycji. Mechanizm zakłada wzajemne kompensowanie przychodów w sytuacji niepozy-skania w danym okresie przychodów z opłat taryfowych. Wniosek zakłada również pozyskanie brakującej części kwoty niezbędnej na realizację przez Gaz-System S.A. na terenie Polski wskazanego projektu przychodami pozyskanymi ze środków UE z funduszu Connecting Europe Facility.

Wydając decyzję Prezes URE uznał wspólny wniosek inwestycyjny polskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. oraz czeskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – Net4Gas s.r.o. o skoordynowane podjęcie decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu połączenia gazowego Polska – Republika Czeska, a także o jej uwzględnienie w taryfach dla usług przesyłania paliw gazowych, za uzasadniony.

W odniesieniu do projektu Polska-Litwa – w ramach postępowania administracyjnego – podjęto intensywne prace w zakresie oceny wniosku oraz przeprowadzono szereg wielostronnych uzgodnień z regulatorami państw bałtyckich, których projekt dotyczy, zmierzających do wydania skoordynowanej decyzji. W tym kontekście podkreślenia wymaga fakt, iż podstawowym celem realizacji projektu gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa GIPL jest integracja rynków gazowych, odizolowanych rynków krajów bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii), które nie posiadają infrastruktury przyłączonej do systemu gazowego Wspólnoty. Kraje te w zakresie dróg dostaw są całkowicie uzależnione od jednego dostawcy gazu ziemnego, a wzajemne połączenie z rynkiem gazu UE mogłyby poprawić bezpieczeństwo dostaw gazu wspomnianych krajów bałtyckich. Zatem, jak wynikało z przeprowadzonych analiz korzyści z realizacji projektu stoją wyraźnie po stronie Litwy, Łotwy i Estonii, jednocześnie po stronie polskiej alokowana jest znaczna część kosztów, w efekcie czego Polska jest krajem „w przypadku którego efekt netto realizacji projektu uznaje się za negatywny” (artykuł 1 Decyzji ACER z 11 sierpnia 2014 r.).

Organom regulacyjnym ww. państw nie udało się – w przewidzianym rozporządzeniem czasie – uzgodnić wspólnego stanowiska i w myśl postanowień art. 12 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, zgodnie z którym „jeżeli zainteresowane krajowe organy regulacyjne nie są w stanie osiągnąć porozumienia w kwestii wniosku inwestycyjnego w terminie sześciu miesięcy od dnia, w którym wniosek otrzymał

ostatni z zainteresowanych krajowych organów regulacyjnych, niezwłocznie informują o tym Agencję. W takim przypadku lub na wspólny wniosek zainteresowanych krajowych organów regulacyjnych decyzję w sprawie wniosku inwestycyjnego, obejmującą transgraniczną alokację kosztów, a także w sprawie sposobu odzwierciedlenia kosztu inwestycji w wysokości opłat taryfowych podejmuje Agencja (ACER) w terminie trzech miesięcy od daty przekazania sprawy Agencji” sprawę przekazano do rozpatrzenia przez ACER.

11 sierpnia 2014 r. Agencja wydała decyzję nr 01/2014 w sprawie wniosku inwestycyjnego o transgraniczną alokację kosztów projektu wspólnego zainteresowania, tj. połączenia gazowego Polska-Litwa. Zgodnie z ww. decyzją, ACER dokonał rekalkulacji analizy kosztów i korzyści przedłożonej przez promotorów projektu oraz ocenił przedłożony projekt pod względem m.in. dopuszczalności projektu, w tym przeprowadzonych konsultacji z operatorami krajów sąsiednich, których projekt dotyczy, stopnia zaawansowania oraz dojrzałości. W decyzji ACER zidentyfikowano Polskę jako kraj ponoszący koszty (tzw. ujemny zysk netto), natomiast beneficjentami netto zostały: Litwa, Łotwa i Estonia. W związku z powyższym – jak wskazano w decyzji – kwoty ryczałtowe powinny być wypłacane przez OSP państw członkowskich, na które projekt ma znaczący pozytywny wpływ netto, czyli Litwę, Łotwę i Estonię, do OSP państwa członkowskiego z negatywnym wpływem netto z realizacji projektu, tj. Polski.

W związku z decyzją ACER Prezes URE realizował w 2014 r. zadania ukierunkowane na wspieranie procesu wdrażania ww. decyzji, m.in. uzgodniono z regulatorami krajów bałtyckich potrzebę zawarcia porozumienia, które w formie tzw. Statement of Clarification stanowić będzie dokument doprecyzowujący działania promotorów projektu jednocześnie minimalizujący ryzyka wynikające z realizacji projektu. Ustalono, iż w porozumieniu tym określone zostaną precyzyjnie obowiązki nałożone decyzją ACER na operatorów systemów przesyłowych, w tym sposób realizacji płatności tzw. płatności ryczałtowych. Prace nad tym dokumentem kontynuowano w 2015 r.

4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, właścicieli systemów i przedsiębiorstwa gazowe ich obowiązków zgodnie z właściwymi przepisami wspólnotowymi, w tym w odniesieniu do kwestii transgranicznych

W 2014 r. monitorowanie przez Prezesa URE operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych skupiało się na analizie wykonywanych przez nich obowiązków wynikających bezpośrednio z rozporządzenia 715/2009 i ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE monitorował realizację zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych w szczególności w odniesieniu do niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, a także realizacji obowiązków sprawozdawczych.

Monitorowanie w zakresie operatorstwa systemu przesyłowego, wykonywanego przez OGP Gaz-System S.A., dotyczyło:

- świadczenia usług związanych z dostępem stron trzecich,
 - zasad zarządzania i rozdziału przepustowości, w tym stosowanych mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych,
 - procedur zarządzania ograniczeniami,
 - mechanizmów bilansowania i wielkości opłat za niezbilansowanie,
 - obowiązków publikowania informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych.
- W 2014 r. nie stwierdzono naruszeń obowiązków OSP w odniesieniu do kwestii transgranicznych.

Zmiana przepisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

W związku z obowiązkiem wdrożenia nowych procedur zarządzania ograniczeniami systemowymi wynikających z rozporządzenia 715/2009 i decyzji Komisji 2012/490/UE z 24 sierpnia 2012 r. (CMP), w 2014 r. dokonano zmiany IRiESP SGT. Wyżej wymienione przepisy zostały wcześniej wdrożone w IRiESP krajowego systemu przesyłowego decyzją Prezesa URE z 22 listopada 2013 r. Prace nad wdrożeniem tych zapisów do instrukcji SGT zakończone zostały 3 lutego 2014 r. W ramach wdrożenia kodeksu CMP wprowadzone zostały zasady nadsubskrypcji i wykupu, możliwości rezygnacji przez Zlece-

niodawcę Usługi Przesyłania (ZUP) z przydzielonej przepustowości oraz mechanizmu odbioru użytkownikowi niewykorzystywanej przepustowości opartego na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (tzw. long term UIOLI). Oprócz ww. procedur dokonano harmonizacji zasad świadczenia usług przesyłowych stosowanych w krajowym systemie przesyłowym, w tym: zastąpienie dotychczasowych umów przesyłowych umową ramową oraz wdrożenie przepisów umożliwiających dokonywanie rozliczeń w jednostkach energii (kWh). W punktach wyjścia z systemu SGT do krajowego systemu przesyłowego został utworzony wirtualny Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), dzięki czemu aktualnie użytkownicy mają możliwość rezerwacji zsumowanej przepustowości połączeń we Lwówku i Włocławku bez konieczności precyzowania, którego z tych punktów dotyczy rezerwacja.

W 2014 r. zmienione zostały również przepisy IRiESP krajowego systemu przesyłowego, umożliwiając rozliczanie za świadczoną usługę przesyłania paliw gazowych w jednostkach energii (kWh). W ramach tej zmiany wprowadzono do treści IRiESP zasady alokacji dla produktów powiązanych zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) nr 984/2013 z 14 października 2013 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu (CAM). Dostępna przepustowość fizycznych punktów wejścia/wyjścia na połączeniu z systemem przesyłowym państwa członkowskiego UE od 1 listopada 2015 r. musi być udostępniana na zasadach powiązanych w ramach wspólnej aukcji OSP i operatora systemu współpracującego na uzgodnionej i zaakceptowanej przez Prezesa URE platformie internetowej. Wprowadzono mechanizm funkcjonowania grup bilansowych, w ramach którego jeden użytkownik systemu może być odpowiedzialny za bilansowanie pozostałych użytkowników należących do tej samej grupy bilansowej. Ujednolicono również zasady dotyczące funkcjonowania operatorów małych systemów dystrybucyjnych oraz zmodyfikowano przepisy w zakresie ułatwienia procesu zmiany sprzedawcy w trakcie roku gazowego. Nowa instrukcja weszła w życie 1 sierpnia 2014 r.

Kryteria niezależności

Na podstawie uregulowań ustawowych Prezes URE posiada uprawnienia pozwalające mu na skuteczne kontrolowanie wypełniania przez operatorów systemów oraz właściciela sieci przesyłowej ich obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności kontrolowanie spełniania przez OSP kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne oraz kryteriów wskazanych w art. 9h¹ ust. 7 tej ustawy.

W odniesieniu do OSP do zakresu kompetencji Prezesa URE należy, zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, 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.

Zgodnie z art. 9h ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, 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 gospodarczej¹⁶⁾.

Ponadto, zgodnie z art. 9h¹ ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne, któremu przyznano certyfikat niezależności albo w przypadku wskazanym w ust. 6, jest obowiązane poinformować Prezesa URE o planowanych transakcjach lub działaniach, które mogą mieć wpływ na spełnianie przez to przedsiębiorstwo kryteriów niezależności, w terminie 14 dni od dnia podjęcia decyzji lub powzięcia wiadomości o tych transakcjach lub działaniach. Natomiast w myśl art. 9h¹ ust. 11 ustawy Prezes URE sprawdza spełnianie przez operatora, o którym mowa w ust. 1 kryteriów niezależności:

¹⁶⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 584 z późn. zm.

- 1) po przekazaniu przez tego operatora informacji, o której mowa w ust. 10,
- 2) z urzędu, w przypadku powzięcia uzasadnionych wątpliwości co do spełniania tych kryteriów,
- 3) na uzasadniony wniosek Komisji Europejskiej.

Co więcej, zgodnie z art. 9h¹ ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku odmowy wydania certyfikatu niezależności lub stwierdzenia, po sprawdzeniu, o którym mowa w ust. 11, że operator systemu przesyłowego albo systemu połączonego nie spełnia kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, lub kryteriów o których mowa w ust. 7, Prezes URE określa w drodze decyzji kryteria, które nie są spełnione oraz wyznacza termin na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. W przypadku niepodjęcia działań w wyznaczonym terminie, Prezes URE może uchylić decyzję o wyznaczeniu tego przedsiębiorstwa operatorem.

Prezes URE ma więc 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.

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 – Prawo energetyczne, 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 należyłym 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; (...)
- 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”.

Należy podkreślić, że postępowanie w przedmiocie kar pieniężnych może zostać wszczęte wyłącznie z urzędu. Informacje udzielane Prezesowi URE mogą stanowić podstawę do podjęcia czynności sprawdzających, skutkujących wszczęciem postępowania z urzędu. Warto również zaznaczyć, że w ustawie-

Prawo energetyczne nie występuje instytucja przedawnienia – zachowania spełniające znamiona deliktów administracyjnoprawnych mogą być sankcjonowane niezależnie od okresu, jaki upłynął od zachowania sprzecznego z normami ustawy – Prawo energetyczne.

W związku z powołanymi normami ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE posiada uprawnienia nadzorcze w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych w zakresie ich ustawowych obowiązków, jak również został wyposażony w narzędzia, które umożliwiają skuteczne sankcjonowanie zachowań przedsiębiorstw energetycznych niezgodnych z obowiązkami określonymi w ustawie.

W związku z faktem, że w 2014 r. Prezes URE po raz pierwszy prowadził postępowania w sprawie przyznania OSP certyfikatu niezależności kwestia niezależności OSP w formule OU i ISO została zweryfikowana w toku tych postępowań. W wyniku analizy zgromadzonego materiału dowodowego Prezes URE uznał, że OGP Gaz-System S.A. pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od wykonywania innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem paliw gazowych oraz spełnia kryteria niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne. Spełnianie przez operatora kryteriów niezależności zarówno w modelu OU, jak i ISO będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w kolejnych latach.

4.2. Promowanie konkurencji

4.2.1. Rynek hurtowy

W 2014 r. następował stopniowy rozwój hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce, głównie związany z funkcjonowaniem obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej. Obowiązek ten w omawianym roku wynosił 40% gazu wprowadzonego do sieci, natomiast obrót hurtowy na krajowym rynku (sprzedaż gazu realizowana w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu oraz sprzedaż poprzez giełdę gazu) stanowił 36% zużycia krajowego.

Przepływy gazu ziemnego

W 2014 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 525,4 TWh gazu. Większość z tego gazu została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 12. Bilans przepływów handlowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2014 r. [TWh]

Rodzaj Gazu	2014 r.	
	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem	516,3	9,1
z tego:		
kopalnie i odazotownie	28,5	9,1
magazyny	16,6	0,0
dostawy spoza UE	436,3	0,0
dostawy z UE	34,8	0,0
inne (wejścia z dystrybucji)	0,1	0,0
Wyjście z systemu razem	516,3	9,1
z tego:		
mieszalnie i odazotownie	0,0	4,2
magazyny	17,7	0,0
do sieci dystrybucyjnej	103,6	3,7
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	52,1	1,2
dostawy do UE [MWh]	329,7	0,0
dostawy poza UE	8,3	0,0
potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	4,9	0,01

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i SGT EuRoPol GAZ S.A.

Obrót gazem ziemnym

Na koniec grudnia 2014 r. 141 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi. Natomiast 59 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym.

Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG S.A. pozyskały 25,4 TWh gazu ziemnego, w tym ok. 18% stanowiły zakupy od PGNiG S.A. i ok. 21% zakupy z giełdy towarowej. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu uwzględnia też pozyskanie na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem oraz pozyskanie gazu przez dużych odbiorców końcowych bezpośrednio z zagranicy.

Tabela 13. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez największe przedsiębiorstwa obrotu w 2014 r. [TWh]

	łącznie	GK PGNiG S.A.	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu	218,0	192,6	25,4
Hurtowa sprzedaż gazu	53,9	48,1	5,8

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu.

Giełda gazu ziemnego

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku giełdowym gazu podobnie jak w przypadku energii elektrycznej odbywa się przede wszystkim na giełdzie towarowej prowadzonej przez TGE S.A. Uczestnikami rynku giełdowego są głównie przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy lub za pośrednictwem domów maklerskich. Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy.

W 2014 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji.

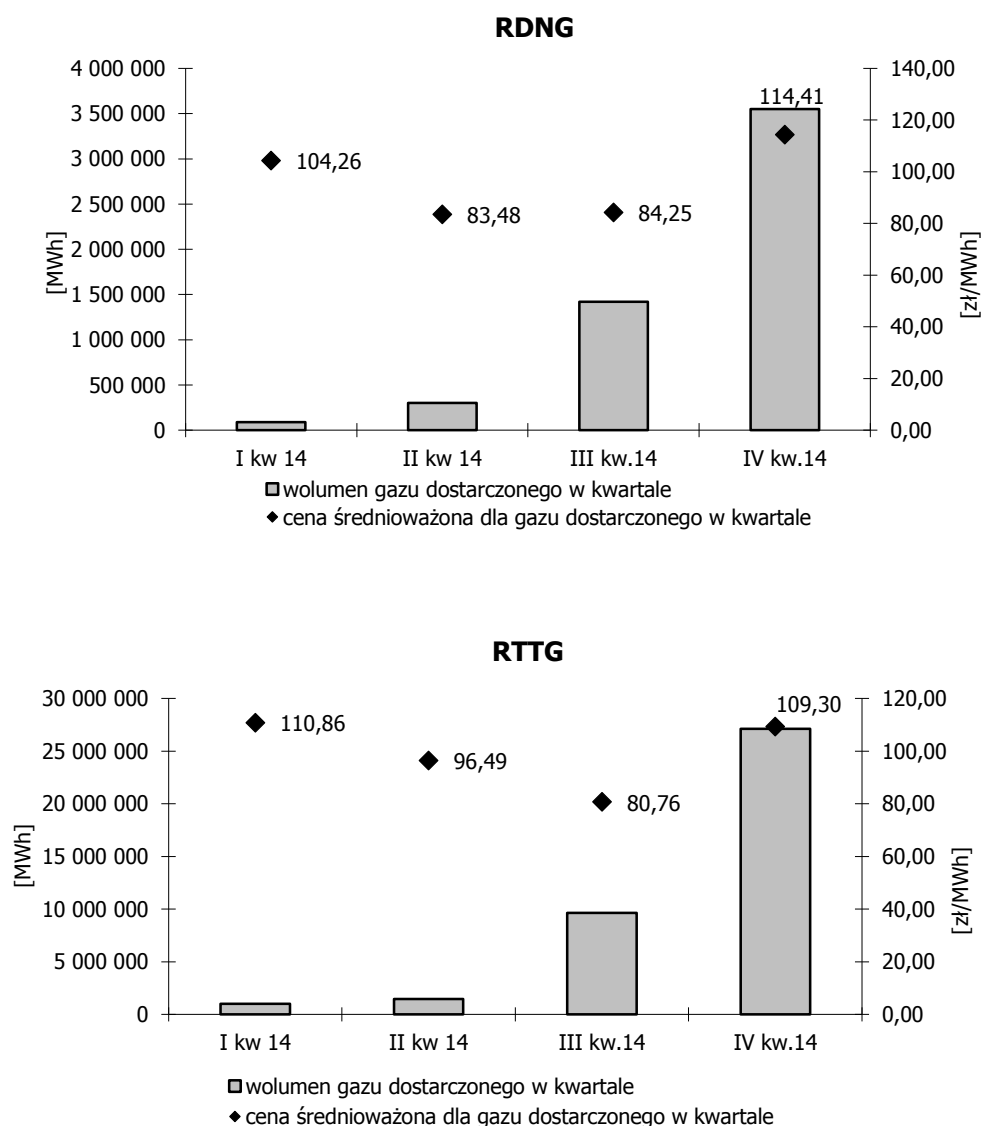
Przedmiotem obrotu na rynku terminowym towarowym gazu (RTTg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (miesięczny, kwartalny i roczny). Obrót jest prowadzony w dni robocze w godzinach od 8:00 do 14:00 w systemie notowań ciągłych. Okres notowania kończy się na dwa dni przed rozpoczęciem okresu wykonania.

Przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu (RDNg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy, w systemie *fixingu* oraz notowań ciągłych.

Ponadto 30 lipca 2014 r. na TGE S.A. rozpoczęto obrót gazem ziemnym na Rynku Dnia Bieżącego Gazu. Uruchomienie tego rynku ma na celu umożliwienie członkom giełdy dobowe bilansowanie dostaw gazu. Obrót na rynku dnia bieżącego (RDBg) prowadzony jest w systemie notowań ciągłych, w dniu dostawy w okresie od godz. 8:00 do godz. 13:30. Notowania odbywają się każdego dnia i są prowadzone na 19 instrumentach godzinowych. Pierwsze 5 godzin doby gazowej, która rozpoczyna się o 6:00 rano, jest nieaktywnych. Koniec notowania instrumentu następuje 2,5 godziny przed rozpoczęciem okresu dostawy.

Poniższy rysunek prezentuje wyniki obrotu gazem ziemnym w 2014 r.

Rysunek 32. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) oraz na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja następowała w 2014 r.



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

W czterech kwartałach 2014 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczono 44 619 144 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 102,17 zł/MWh. W tym okresie kontrakty zawarte zostały na wolumen 5 386 123 MWh na rynku spot i 105 074 954 MWh na rynku terminowym. Średnia cena gazu dostarczonego w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku spot w IV kwartale 2014 r. wyniosła 114,41 zł/MWh. Na rynku terminowym w IV kwartale 2014 r. średnia cena wyniosła 109,30 zł/MWh.

Rozwój giełdowego rynku gazu jest m.in. skutkiem wprowadzenia do ustawy – Prawo energetyczne art. 49b, który nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązek sprzedaży części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej na giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany (dalej: obowiązkem publicznej sprzedaży gazu ziemnego). W 2014 r. obowiązek ten wynosił 40% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem gazem ziemnym.

4.2.2. Rynek detaliczny

W 2014 r. w obszarze detalicznym rynku gazu dokonała się istotna zmiana polegająca na reorganizacji sprzedaży detalicznej w ramach grupy kapitałowej PGNiG S.A. 1 sierpnia 2014 r. działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG OD Sp. z o.o., która przejęła całą obsługę handlową klienta detalicznego w zakresie sprzedaży gazu ziemnego (za wyjątkiem dużych odbiorców przemysłowych, zużywających powyżej 25 mln m³).

Udział grupy kapitałowej PGNiG S.A. w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych spadł i wyniósł 89,24%, podczas gdy rok wcześniej udział ten stanowił 94,42%. Pozostałe 10,76% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu działające w kraju (5,24%) oraz przez spółki dokonujące sprzedaży gazu z zagranicy bezpośrednio do dużych odbiorców końcowych, którzy samodzielnie sprowadzili ten gaz do Polski.

Dokonując analizy rynku w zakresie ilościowej sprzedaży detalicznej gazu ziemnego przez GK PGNiG S.A. w 2014 r. w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców należy wskazać, że największy wolumen został sprzedany do odbiorców przemysłowych. Ich udział w całej sprzedaży GK PGNiG S.A. wyniósł ok. 60%. Udział w sprzedaży do gospodarstw domowych wyniósł 28%.

Oprócz GK PGNiG S.A. w 2014 r. monitoringiem objęto ok. dwudziestu alternatywnych sprzedawców detalicznych, których udział w wolumenie sprzedaży gazu do odbiorców końcowych na rynku detalicznym wyniósł 5,24%, przy czym największy udział mieli: Handen Sp. z o.o. (1,09%), G.E.N Gaz Energia S.A. (0,62%) oraz Duon Dystrybucja S.A. (0,55%). Udział w sprzedaży pozostałych podmiotów nie był znaczący, ale zwiększył się w porównaniu z poprzednim rokiem.

Powyższe alternatywne spółki obrotu sprzedały w 2014 r. łącznie do odbiorców końcowych 8,14 TWh gazu, przy czym największy wolumen gazu został sprzedany do odbiorców o zużyciu powyżej 2,5 mln m³.

Poza gazem wysokometanowym i zaazotowanym, PGNiG S.A. oraz pozostałe spółki obrotu sprzedawały gaz w postaci skroplonej (LNG) oraz gaz sprężony (CNG). Łączny wolumen sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2014 r. wyniósł ok. 777 ton, a gazu CNG – 8,54 mln m³ (0,1 TWh).

4.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji

Rynek detaliczny gazu w dalszym ciągu pozostaje rynkiem regulowanym. Szczegóły odnośnie prowadzonych w 2014 r. postępowań taryfowych zostały przedstawione w punkcie 4.2.3.

Choć rynek detaliczny paliw gazowych podlega ciągłym zmianom w kierunku liberalizacji, to w dalszym ciągu istniało kilka barier, wśród których jako najważniejsze przez uczestników rynku wymieniane były:

- obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych na poziomie co najmniej 30-dniowego średniego dziennego przywozu tego gazu. Przedsiębiorstwo może otrzymać zwolnienie z tego obowiązku, jeżeli w ciągu roku nie przekroczy 100 mln m³. W praktyce w 2014 r. na polskim rynku nie działało żadne przedsiębiorstwo energetyczne (z wyjątkiem PGNiG S.A.), które dokonywało przywozu gazu na potrzeby obrotu w ilości wyższej niż objęte ww. zwolnieniem. Alternatywni sprzedawcy zwracali uwagę, że konieczność uwzględnienia kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych w kosztach pozyskania paliwa gazowego uniemożliwiałaby im zaoferowanie gazu ziemnego na rynku krajowym na warunkach bardziej atrakcyjnych, niż taryfa przedsiębiorstwa zasiedziałego,
- trudności ze sprostaniem wymogom prawnym w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu, które zobowiązują przedsiębiorstwa energetyczne do ograniczenia do 70% udziału gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej ilości gazu importowanego w danym roku. Treść tych przepisów, przyjętych w 2000 r., nie jest dostosowana do obecnych uwarunkowań rynkowych i nie bierze pod uwagę istniejących obecnie możliwości technicznych pozyskania gazu z alternatywnych kierunków.

Ponadto uczestnicy rynku zwracają uwagę na problem wysokiej koncentracji obrotu giełdowego, stosowane przez PGNiG S.A. z dużymi odbiorcami końcowymi długoterminowe zobowiązania kontraktowe do zakupu gazu (tzw. klauzule *take or pay*) oraz ryzyka regulacyjne.

Przepisy prawa oraz wymogi zatwierdzonej IRIESD gwarantowały równoprawne traktowanie uczestników w zakresie dostępu do infrastruktury gazowej. Operator PSG Sp. z o.o. posiadał zatwierdzony

przez Prezesa URE Program Zgodności, zapewniający równoprawne traktowanie wszystkich użytkowników systemu w wielu obszarach, co pozwala wzmocnić pozycję alternatywnych sprzedawców.

Operator systemu dystrybucyjnego publikował na bieżąco informacje o funkcjonowaniu systemu gazowego zgodnie z wymogami przepisów krajowych i europejskich. Publicznie dostępne były wszelkie regulaminy funkcjonowania rynku określone w instrukcji operatora dystrybucyjnego, w związku z powyższym nie istniały istotne bariery w dostępie do informacji rynkowej. Jedyнным problemem sygnalizowanym przez mniejszych uczestników rynku mających siedzibę za granicą jest brak tłumaczenia niektórych dokumentów na jęz. angielski np. IRiESD.

Zgodnie z ustawą o ochronie konkurencji i konsumentów w przypadku nadużywania pozycji dominującej na rynku, Prezes UOKiK może wydać decyzję o uznaniu praktyki za ograniczającą konkurencję i nakazującą zaniechanie jej stosowania oraz nałożyć na przedsiębiorstwo nadużywające pozycji dominującej sankcję w postaci kary pieniężnej. W ostatnich latach prowadzonych było kilka postępowań antymonopolowych w odniesieniu do PGNiG S.A. W wyniku tych postępowań nałożone zostały zobowiązania do zmian w umowach kompleksowych, które ułatwią odbiorcom zaopatrywanym przez PGNiG S.A. wypowiedzenie zawartej umowy, zmianę sprzedawcy lub odsprzedaż paliwa gazowego. Decyzje te zostały pozytywnie odebrane przez uczestników rynku, jednak nadal trwa proces ich wdrożenia.

W 2014 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia kary pieniężnej w związku z podejrzeniem pozostawania w zwłóce w wykonaniu decyzji Prezesa UOKiK¹⁷⁾.

Postanowieniem z dnia 17 października 2014 r. na podstawie art. 49 ust. 1 oraz art. 88 ust. 2 w zw. z art. 85 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. *o ochronie konkurencji i konsumentów* Prezes UOKiK wszczął postępowanie w sprawie nałożenia na Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie oraz PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. w Warszawie kary pieniężnej, o której mowa w art. 107 ww. ustawy, w związku z podejrzeniem pozostawania w zwłóce w wykonaniu punktu I.)4) sentencji decyzji Prezesa UOKiK z dnia 31 grudnia 2013 r. nr DOK-8/2013, tj. w zakresie, w jakim decyzja nakładała obowiązek złożenia:

- a) odbiorcom, w umowach z którymi zawarte są postanowienia ograniczające odbiorcom paliwa gazowego niebędącym odbiorcami z grupy gospodarstw domowych możliwość zmniejszania zamawianych na kolejne lata ilości paliwa gazowego w stosunku do ilości zamówionej w roku bieżącym lub latach poprzednich – oferty zmiany zawartej umowy poprzez – w zależności od sposobu sformułowania umowy – albo usunięcie całej jednostki redakcyjnej zawierającej te zakwestionowane postanowienie z umowy albo odpowiednią modyfikację tej jednostki redakcyjnej, tak by zakwestionowane postanowienie zostało z niej usunięte;
- b) odbiorcom, w umowach z którymi zawarte są postanowienia ograniczające odbiorcom paliwa gazowego niebędącym odbiorcami z grupy gospodarstw domowych możliwość zmniejszania zamawianej na kolejne lata mocy umownej w stosunku do mocy umownej zamówionej w roku bieżącym lub latach poprzednich – oferty zmiany zawartej umowy poprzez – w zależności od sposobu sformułowania umowy – albo usunięcie całej jednostki redakcyjnej zawierającej te zakwestionowane postanowienie z umowy albo odpowiednią modyfikację tej jednostki redakcyjnej, tak by zakwestionowane postanowienie zostało z niej usunięte.

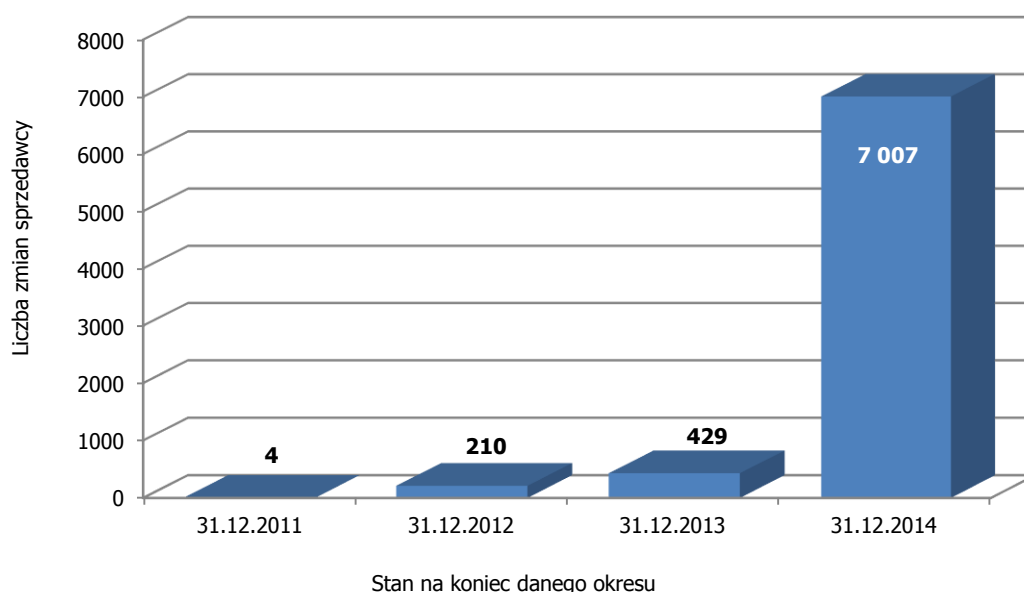
Na koniec 2014 r. postępowanie było w toku.

Dostęp do wysoko wydajnych technologii nie stanowił bariery rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Dostępne są wysokosprawne technologie produkcji energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem gazu ziemnego. Jediną barierą ograniczającą wykorzystanie tych technologii jest relacja pomiędzy cenami węgla kamiennego i brunatnego, cenami energii elektrycznej i cenami gazu ziemnego.

W 2014 r. na rynku detalicznym odnotowano znaczny wzrost liczby zmian sprzedawcy. W badanym roku 6 578 odbiorców paliw gazowych zmieniło sprzedawcę, a licząc od początku monitorowania tj. od 2011 r. ich liczba wyniosła 7 007.

¹⁷⁾ Fragment na podstawie wkładu z UOKiK.

Rysunek 33. 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 głównie odbiorców w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją w ostatnim czasie przez niektórych alternatywnych sprzedawców kampanii sprzedażowo-reklamowych, dedykowanych tej grupie odbiorców.

Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest fakt, by OSD posiadał możliwie największą liczbę 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, aby istniała możliwość zmiany sprzedawcy przez odbiorcę przyłączonego do sieci OSD, musi on mieć podpisaną umowę o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego z tym operatorem. 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.

Należy podkreślić, że w związku z wejściem w życie od 1 stycznia 2014 r. nowej IRIESD PSG Sp. z o.o. oraz z uwagi na wprowadzenie jednego obszaru dystrybucyjnego dla każdego rodzaju paliwa gazowego zastępującego dotychczasowe obszary dystrybucyjne, sprzedawcy dostosowali dotychczasowe umowy do przesłanego im przez OSD nowego wzorca umowy dystrybucyjnej. Podpisanie przez sprzedawców nowych umów umożliwiło im świadczenie swoich usług na terenie całej Polski.

4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji

Zgodnie z postanowieniami art. 45 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych, wydanych na podstawie art. 46 ww. ustawy przedsiębiorstwa energetyczne kalkulują taryfy dla paliw gazowych lub energii, które umożliwiają pokrycie planowanych, uzasadnionych kosztów wykonywanej działalności gospodarczej wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność. Odchylenia kosztów planowanych od kosztów rzeczywistych (zarówno w górę jak i w dół) nie są uwzględniane w taryfach tych przedsiębiorstw ustalanych w kolejnych latach.

Niemniej, w przypadku istotnej zmiany warunków prowadzenia przez ww. przedsiębiorstwo działalności gospodarczej w trakcie obowiązywania taryfy, przedsiębiorstwo może zwrócić się do Prezesa URE o zatwierdzenie korekty stosowanej taryfy. I w uzasadnionych przypadkach (zarówno w sytuacji gdy warunki zewnętrzne zagrażają jego kondycji finansowej jak wówczas gdy generują nadmierne zyski)

Prezes URE, po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, może wydać decyzję korygującą stosowaną taryfę.

Generalnie zasady kalkulacji taryf w 2014 r. w stosunku do 2013 r., poza wprowadzeniem obowiązku rozliczeń w jednostkach energii, nie uległy zmianie.

Spośród prowadzonych w 2014 r. postępowań taryfowych, 4 dotyczyło największych podmiotów prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, tj. PGNiG S.A. i PGNiG OD Sp. z o.o.

Drugie z ww. przedsiębiorstw zostało wyodrębnione 1 sierpnia 2014 r. ze struktury PGNiG S.A. i przejęło obsługę wszystkich odbiorców końcowych obsługiwanych wcześniej przez PGNiG S.A., którzy zużywają rocznie mniej niż 25 mln m³ gazu ziemnego wysokometanowego i odpowiadające tej ilości wolumeny gazu zaazotanowego i gazu propan-butan, przeliczone w sposób wskazany w ustawie. Z punktu widzenia odbiorców taryfa tego przedsiębiorstwa ma kluczowe znaczenie, ponieważ dostarcza ono gaz do ponad 6,8 mln odbiorców w kraju. Pierwsza taryfa PGNiG OD Sp. z o.o. została zatwierdzona przez Prezesa URE 17 grudnia 2014 r. i wprowadzona do stosowania od 1 stycznia 2015 r. Taryfa ta została ustalona na podstawie planowanych, uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności, na które w głównej mierze mają wpływ koszty zakupu gazu (głównie na TGE S.A.).

PGNiG S.A. po wydzieleniu przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o. dostarcza gaz do odbiorców końcowych przekraczających kryteria ilościowe, o których mowa powyżej, do odbiorców hurtowych, kupujących gaz w celu dalszej odsprzedaży oraz sprzedaje gaz ziemny wysokometanowy za pośrednictwem giełdy towarowej. W pierwszym i drugim segmencie sprzedaż gazu w dalszym ciągu odbywa się w oparciu o ceny regulowane, natomiast sprzedaż na TGE S.A. nie podlega reżimowi taryfowemu.

W 2014 r. prowadzone były dwa postępowania taryfowe dotyczące tego przedsiębiorstwa. Pierwsze, zakończone wydaniem 13 czerwca 2014 r. decyzji korygującej obowiązującą wówczas taryfę, co wynikało ze zmiany systemu rozliczeń z jednostek wolumetrycznych na jednostki energii. Natomiast 17 grudnia 2014 r. zakończyło się drugie postępowanie. Ustalone w taryfie kryteria kwalifikacji kierują ofertę tego przedsiębiorstwa do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i pobierających godzinowo więcej niż 110 kWh gazu. Ponadto kwalifikacja w odniesieniu do każdej grupy taryfowej została uzależniona zarówno od rocznej ilości umownej, jak również od wartości wskaźnika nierównomierności poboru. W taryfie ustalono siedem zakresów ze względu na nierównomierność poboru i sześć ze względu na kryterium ilościowe – odrębnie dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej i dla dokonujących zakupu gazu w punkcie wirtualnym.

4.3. Bezpieczeństwo dostaw

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, jest Minister Gospodarki. Jednocześnie jest on również organem właściwym (*competent authority*) w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu, o którym mowa w rozporządzeniu 994/2010. Regulator współpracuje z Ministrem Gospodarki w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w odniesieniu do zadań wynikających z przywołanego rozporządzenia oraz dyrektywy 2009/73/WE w związku z kompetencjami Prezesa URE określonymi przez ustawodawstwo krajowe.

W konsekwencji, 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.

4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

Dostawy gazu z zagranicy, w ilości 121 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 44,3 TWh, co stanowiło 27% całkowitych dostaw gazu ziemnego. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2014 r. obejmowały import z kierunku wschodniego oraz dostawy wewnątrzspółnotowe, przy czym istotną ich część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a OOO Gazprom Eksport. Na podstawie tego kontraktu zakupiono 90,7 TWh gazu ziemnego, co stanowiło ok. 75% całkowitego przywozu tego surowca na terytorium Polski.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2014 r. przedstawiono w poniższych tabelach.

Tabela 14. Struktura dostaw gazu w 2014 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Przywóz z zagranicy, w tym:	121,0
- Kontrakt „jamalski”	90,7
2. Wydobywanie	44,3
3. Magazyny gazu (zmiana stanu zapasów)*	-0,4*

* „+” – wzrost zapasów, „-” – zmniejszenie zapasów

Źródło: URE na podstawie danych spółek obrotu gazem.

Tabela 15. Całkowite dostawy gazu ziemnego w 2014 r.

Dostawy		Produkcja	
całkowite dostawy* [mld m ³]	szczytowe** [mln m ³ /dobę]	całkowita [mld m ³]	dzienna zdolność produkcyjna [mln m ³ /dobę]
14,2	76,0	4,5	11,8/12,7
			produkcja średnioroczna/szczytowa

* Wydobywanie + import + nabycie wewnątrzspółnotowe + inne źródła krajowe – eksport + zmiana zapasów (Uwaga: uwzględniono również zakup ze źródeł krajowych w celu podania całkowitych dostaw gazu ziemnego).

** Maksymalne dzienne dostawy gazu w roku.

Źródło: PGNiG S.A.

Tabela 16. Krajowe zdolności wydobywcze w 2014 r.*

Zdolności wydobywcze [mld m ³ /rok]	Zdolności wydobywcze [mln m ³ /doba]
4,4	12,7

* Zdolności wydobywcze określono na podstawie 90% maksymalnych dobowych zdolności wydobywczych z 365 dni, które uwzględniają przestoje eksploatacyjne ośrodków wydobywczych. Różnica pomiędzy zdolnościami wydobywczymi a produkcją gazu ziemnego związana jest z wahaniami sezonowymi w zapotrzebowaniu na gaz ziemny zaazotowany w okresie letnim i zimowym. W okresie szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny zaazotowany (znaczące spadki temperatur w okresie zimowym) zdolności wydobywcze wykorzystywane są w stopniu maksymalnym, zaś w okresie letnim zapotrzebowanie na ten rodzaj gazu zdecydowanie spada. Zdolności wydobywcze kopaliń wydobywających gaz ziemny wysokometanowy wykorzystywane są w stopniu maksymalnym przez okres całego roku.

Źródło: PGNiG S.A.

4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy

W 2014 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 15 436,22 mln m³. Zgodnie z przewidywaniami, w kolejnych latach udział gazu w krajowym bilansie energetycznym powinien nieznacznie wzrastać, na skutek jego większego wykorzystania w produkcji energii elektrycznej, rozwoju wysoko-sprawnych technologii parowo-gazowych oraz w wyniku systematycznego wzrostu zużycia gazu przez odbiorców końcowych. Prognozowaną sprzedaż gazu do 2023 r. przedstawia poniższa tabela.

Tabela 17. Prognoza sprzedaży gazu ziemnego w latach 2015–2023

Rok	[mld m ³]	[MToe]
2015	13,454	11,700
2016	14,320	12,454
2017	13,918	12,104
2018	13,899	12,087
2019	13,845	12,040
2020	13,720	11,932
2021	13,732	11,942
2022	13,700	11,914
2023	11,503	10,003

Źródło: URE.

W 2014 r. OGP Gaz-System SA realizując zadania operatorskie przesłał odpowiednio: 15,82 mld m³ gazu wysokometanowego i 0,93 mld m³ gazu zaazotowanego. Poniższa tabela przedstawia wolumen

przesłanego gazu (w MWh i mld m³, w 0°C), wartość oczekiwaną popytu na następne 3 lata oraz perspektywę długoletnią na lata 2014–2021.

Tabela 18. Prognoza wzrostu ilości przesyłanego gazu w latach 2015–2021

a) gaz ziemny wysokometanowy (przy zastosowaniu średniego ciepła spalania na wszystkich punktów wyjścia zanotowanego w 2013 r. na poziomie 11,088 kWh/m³)

	Rok	[TWh]	[mld m ³]
Wolumen przesłanego gazu	2014	165,5	15,82
Wartość oczekiwana popytu	2015	198,2	17,87
	2021	282,2	25,45

b) gaz ziemny zaazotowany (przy zastosowaniu średniego ciepła spalania na wszystkich punktów wyjścia zanotowanego w 2014 r. na poziomie 8,759 kWh/m³)

	Rok	[MWh]	[mld m ³]
Wolumen przesłanego gazu	2014	8 268 095	0,93
Wartość oczekiwana popytu	2015	9 634 900	1,10
	2021	5 956 120	0,68

Źródło: OGP Gaz-System SA.

Według OSP, prognozowany wzrost ilości dostarczanego paliwa gazowego nastąpić może w związku z ciągłym procesem przyłączenia nowych odbiorców – głównie małych przedsiębiorstw – do sieci dystrybucyjnych, oraz dużych odbiorców przemysłowych do sieci przesyłowej. Planuje się, że wzrost ilości przesyłanych paliw gazowych w 2015 r. realizowany będzie poprzez wykorzystanie istniejących punktów „wejścia” do systemu gazowego.

4.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców

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

- **koncesji**

W przypadku koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, brana jest pod uwagę możliwość tworzenia przez podmiot zapasów obowiązkowych, mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw. Wnioskodawca takiej koncesji musi posiadać własne pojemności magazynowe, mieć zawartą umowę przedwstępną na świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych lub uzyskać zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych (w drodze decyzji administracyjnej wydawanej przez Ministra Gospodarki). Ponadto Prezes URE, przy wydawaniu koncesji, informuje przedsiębiorcę o konieczności zapewnienia wymaganego stopnia dywersyfikacji dostaw, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W wydawanych koncesjach OGZ zamieszczany jest warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego;

- **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 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. 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 paliwowego 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);

- [agregowania informacji przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom](#)

Zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom przekazują Ministrowi Gospodarki oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, w celu (1) zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, do 15 maja każdego roku. W 2014 r. informacje na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przekazało do Prezes URE 40 przedsiębiorstw energetycznych;

- [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 2014 r. Prezes URE przeprowadził badanie 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. Badaniem objęto 45 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą wg stanu na 30 września 2014 r., które przedstawiły informacje w zakresie posiadania ww. procedur. 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, niebędącego 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 połączanego gazowego;

- [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;

- [ustalania w drodze decyzji wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego oraz monitorowanie utrzymywania tych zapasów](#)

Celem realizacji tych obowiązków jest zapewnienie zaopatrzenia Rzeczypospolitej Polskiej w gaz ziemny oraz minimalizacja skutków w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego;

- [monitorowanie stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego](#)

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy, zgodnie z wielkościami określonymi w § 1 ust. 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Powyższe wielkości określają na okres od 2001 r. do 2020 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia, w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku.

W świetle przepisów powołanego rozporządzenia w latach 2010–2014 maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 70%.

Prezes URE corocznie przeprowadza monitoring poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i analizuje przestrzeganie przepisów ww. rozporządzenia przez podmioty posiadające koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

W 2014 r. Prezes URE przeprowadził po raz kolejny monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zrealizowanych przez koncesjonariuszy, dotyczący wypełniania ww. obowiązku.

Badaniem objętych było 37 koncesjonariuszy, którzy posiadali koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W związku z koniecznością wystosowania licznych wezwań do uzupełnienia przekazanej dokumentacji monitoring zakończono dopiero w grudniu 2014 r.

W wyniku przeprowadzonego badania poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy ustalono, że 18 koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego. Przywóz ten obejmował zarówno import, jak i nabycie wewnątrzspółnotowe. Jednocześnie ośmiu koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego przy użyciu mechanizmu rewersu wirtualnego. Natomiast 19 na 37 koncesjonariuszy poinformowało, że nie dokonało w ramach posiadanych koncesji OGZ przywozu gazu ziemnego z zagranicy ani w ramach importu, ani w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego;

- [monitorowanie 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 z systemu oraz stabilnych parametrów jakościowych paliwa gazowego; prowadzeniem prac w systemie, w tym remontowo-modernizacyjnych oraz wystąpieniem sytuacji awaryjnych;

- [ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego wprowadzone w 2014 r.](#)

Ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego z uwagi na fakt, że są rynkowym środkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu są jednym z kluczowych narzędzi stosowanych dla zapewnienia dostaw gazu ziemnego. Jednakże, w związku z zapewnieniem pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz z dostępnych źródeł w 2014 r. nie wprowadzono ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego;

- [monitorowanie warunków przyłączenia do sieci oraz ich realizacji](#)

Prezes URE monitorował w 2014 r. warunki przyłączenia podmiotów do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji następuje m.in. w trakcie prowadzenia postępowań wyjaśniających związanych ze skargami podmiotów przyłączanych do sieci oraz w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci. W przypadku operatora systemu przesyłowego liczba zrealizowanych przyłączeń wyniosła 17, natomiast liczba odmów, tj. wniosków o przyłączenie do sieci przesyłowej rozpatrzonych odmownie wyniosła 1. W przypadku sieci dystrybucyjnej liczba wniosków o przyłączenie rozpatrzonych odmownie była znacznie wyższa i wyniosła 5 916, jednakże związane jest to ze znacznie większymi rozmiarami sieci gazowej 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.

5. OCHRONA KONSUMENTÓW ORAZ ROZSTRZYGANIE SPORÓW W SEKTORACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

5.1. Ochrona konsumentów

Przestrzeganie środków z zakresu ochrony konsumentów zawartych w Załączniku 1 do dyrektyw 2009/72/WE oraz 2009/73/WE

We wrześniu 2013 r. weszły w życie przepisy nowelizujące ustawę – Prawo energetyczne, implemmentujące m.in. postanowienia zawarte w załączniku do dyrektyw 2009/72/WE oraz 2009/73/WE.

Przepisy te nakładają na OSD obowiązek umożliwienia odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej zmiany sprzedawcy tych paliw lub energii w terminie 21 dni, określają system ochrony odbiorców wrażliwych oparty o dodatki mieszkaniowe oraz wprowadzają pozasądowy mechanizm rozstrzygnięcia sporów dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Nadto, odbiorca uzyskał prawo do otrzymania ostatecznego rozliczenia z dotychczasowym sprzedawcą nie później niż w okresie 42 dni od dnia zmiany sprzedawcy.

Na mocy znowelizowanych przepisów ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE został też zobowiązany do sporządzenia, we współpracy z Prezesem UOKiK, na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej zbioru praw konsumenta energii. Przy czym, dokument ten powinien zawierać praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych. Natomiast na sprzedawców paliw gazowych lub energii elektrycznej został nałożony obowiązek dostarczenia odbiorcom w gospodarstwach domowych, kopii zbioru praw konsumenta energii oraz zapewnienia publicznego dostępu do tego dokumentu.

25 grudnia 2014 r. weszły w życie przepisy ustawy z 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta, która zmieniła przepisy regulujące kwestie odstąpienia od umowy. Najważniejszą zmianą z punktu widzenia odbiorców energii i paliw gazowych było wydłużenie czasu do odstąpienia od umowy zawartej przez konsumentów poza lokalem bądź na odległość z 10 do 14 dni.

Prawo konsumentów do zawierania umów gwarantujących uczciwe i znane z góry warunki dotyczące świadczonej usługi, terminu przyłączenia, okresu obowiązywania umowy oraz warunków jej przedłużania i wygaśnięcia, informacji o ewentualnej możliwości odstąpienia od umowy bez opłat, przyznawania rekompensat i zwrotu opłat, realizacja prawa konsumenta do składania skarg i rozstrzygnięcia sporów

Stosownie do przepisów ustawy – Prawo energetyczne, każde przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii zobowiązane jest zapewnić wszystkim odbiorcom oraz sprzedawcom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii. Świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii odbywa się na podstawie umowy, którą przedsiębiorstwo ma obowiązek zawrzeć. Przedsiębiorstwo to ma również obowiązek zawrzeć z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci umowę o przyłączenie, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i odbioru. Na mocy przepisów ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawca z urzędu zobowiązany jest do świadczenia usługi kompleksowej i zawarcia umowy kompleksowej (umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji), na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy. Przedsiębiorstwa świadczące usługi magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego są również ustawowo zobowiązane do zawierania z odbiorcami umów, na podstawie których usługi te mają być świadczone.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne określają minimalny katalog elementów, jakie powinny być uregulowane w umowach. Umowa o przyłączenie do sieci powinna określać m.in. termin realizacji przyłączenia, harmonogram przyłączenia oraz przewidywany termin zawarcia umowy na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii.

Z kolei umowa o świadczenie usług dystrybucji powinna m.in. określać standardy jakościowe oraz warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych lub energii, a także para-

metry techniczne paliw gazowych lub energii oraz wysokość bonifikaty za niedotrzymanie tych parametrów oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. Umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa powinna określać również strony umowy, a także zawierać informacje o prawach odbiorcy, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów; możliwości uzyskania pomocy w przypadku wystąpienia awarii oraz miejscu i sposobie zapoznania się z obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu gazowego albo elektroenergetycznego.

Ponadto każda umowa powinna określać okres obowiązywania i warunki jej rozwiązania. Wszystkie warunki umowy muszą być znane odbiorcy z góry. Przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do niezwłocznego przesyłania odbiorcom projektów umów (umowa sprzedaży, umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, umowa kompleksowa, umowa o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych oraz umowa o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego) lub projektów wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach. Jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy przesłać pisemną informację o prawie do wypowiedzenia umowy.

Odbiorca w gospodarstwie domowym, który zawarł w terminie do 24 grudnia 2014 r. umowę poza lokalem przedsiębiorstwa (m.in. w domu, mieszkaniu lub w każdym innym miejscu poza lokalem przedsiębiorstwa, np. na ulicy, czy zorganizowanym pokazie), może od niej odstąpić bez podania przyczyny, składając na piśmie, w terminie 10 dni od zawarcia umowy, stosowne oświadczenie przedsiębiorstwu energetycznemu, z którym zawarta została dana umowa. Oświadczenie to może być złożone osobiście w siedzibie przedsiębiorstwa lub listownie, najlepiej ze zwrotnym potwierdzeniem odbioru, przed upływem tego terminu. Wyjątek stanowi sytuacja, w której odbiorca energii nie otrzyma informacji na piśmie o prawie odstąpienia od umowy. Wówczas bieg dziesięciodniowego terminu nie rozpoczyna się. W tym przypadku konsument może odstąpić od umowy w terminie 10 dni od dnia uzyskania informacji o prawie do odstąpienia. Konsument nie może jednak z tego powodu odstąpić od umowy po upływie 3 miesięcy od jej wykonania. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku umów zawieranych na odległość. W przypadku umowy zawartej na odległość lub poza lokalem przedsiębiorstwa po 24 grudnia 2014 r. odbiorca w gospodarstwie domowym może w terminie 14 dni odstąpić od niej bez podawania przyczyn składając na piśmie przedsiębiorcy, z którym została zawarta umowa, oświadczenie o odstąpieniu od umowy. Do zachowania terminu wystarczy wysłanie oświadczenia przed jego upływem. Jeżeli przedsiębiorca zapewnia możliwość złożenia oświadczenia o odstąpieniu od umowy drogą elektroniczną, konsument może także odstąpić od umowy przez złożenie oświadczenia o odstąpieniu na stronie internetowej przedsiębiorcy. W takim przypadku przedsiębiorca ma obowiązek niezwłocznie przesłać konsumentowi na trwałym nośniku potwierdzenie otrzymania oświadczenia o odstąpieniu od umowy złożonego drogą elektroniczną. W sytuacji, w której konsument nie został poinformowany o prawie odstąpienia od umowy, prawo do odstąpienia od umowy wygasa po upływie 12 miesięcy od dnia upływu 14 dniowego terminu do odstąpienia. Jeżeli jednak konsument zostanie poinformowany przez przedsiębiorcę o prawie do odstąpienia od umowy przed upływem wyżej wskazanego 12 miesięcznego terminu, termin do odstąpienia od umowy upływa po 14 dniach od udzielenia konsumentowi informacji o tym prawie.

Prawo konsumentów do otrzymywania informacji o stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne cenach i stawkach opłat, a w przypadku ich zmiany prawo do otrzymania stosownego zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy oraz poinformowanie o prawie do wycofania się z umowy po otrzymaniu zawiadomienia

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne sprzedawcy paliw gazowych i sprzedawcy energii elektrycznej, dokonujący sprzedaży odbiorcom końcowym zobowiązani są do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz do udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o aktualnych cenach sprzedaży paliw gazowych i energii oraz warunkach ich stosowania. Jednocześnie, jak wskazano powyżej, przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do niezwłocznego przesyłania odbiorcom wszystkich projektów zmian, które będą dokonane w zawartych umowach, a wraz z projektem zmiany przedsiębiorstwa zobowiązane są przesłać pisemną informację o prawie do wypowiedzenia umowy, w przypadku braku akceptacji zmienionych warunków. Ponadto odbiorcy są powiadamiani przez sprzedawcę o każdej podwyżce cen lub stawek opłat za dostarczane paliwa gazowe lub energię określonych w zatwierdzonych taryfach. Sprzedawca jest obowiązany dokonać powiadomienia w ciągu jednego okresu rozliczeniowego od dnia podwyżki. Odbiorca powinien być powiadomiony w sposób przejrzysty i zrozumiały.

Prawo konsumentów do wyboru metod płatności. Stosowanie przez przedsiębiorstwa metod zapewniających szacunki maksymalnie zbliżone do prawdopodobnego zużycia (w przypadku rozliczeń opartych o prognozy)

Umożliwienie odbiorcom wnoszenia opłat w różnych formach było przedmiotem rekomendacji Prezesa URE, skierowanych do przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego (zbiór Dobrych Praktyk). W praktyce przedsiębiorstwa energetyczne uwzględniają różne metody płatności, a odbiorca ma prawo do wyboru tej metody, np. w formie polecenia zapłaty, przelewu bankowego (w tym przez Internet), płatności w placówkach pocztowych oraz innych wyznaczonych miejscach (np. wybrane sieci sklepów), a także możliwość opłacania faktur gotówką w punktach obsługi odbiorców przedsiębiorstw energetycznych.

Kwestie związane ze stosowaniem rozliczeń opartych o prognozy regulowane są przez Ministra Gospodarki przepisami rozporządzeń wykonawczych do ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku rozliczeń z tytułu energii elektrycznej:

- okres rozliczeniowy dla grup przyłączeniowych I-IV nie powinien być dłuższy niż dwa miesiące, a dla odbiorców zaliczanych do V grupy przyłączeniowej (odbiorcy w gospodarstwach domowych) nie może być dłuższy niż rok. Okresy rozliczeniowe ustalone w taryfie przedsiębiorstwa świadczącego usługę kompleksową są skorelowane z okresami rozliczeniowymi przedsiębiorstwa świadczącego usługę dystrybucji dla jego odbiorców,
- jeżeli okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc, w okresie tym mogą być pobierane opłaty za energię elektryczną oraz za usługi przesyłania lub dystrybucji tej energii w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia tej energii w tym okresie, ustalonego na podstawie zużycia wyznaczonego w oparciu o rzeczywiste odczyty urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, dokonane w analogicznym okresie poprzedniego roku kalendarzowego. W prognozach tych uwzględnia się zgłoszone przez odbiorcę istotne zmiany w poborze energii elektrycznej.

W przypadku rozliczeń za pobrane paliwa gazowe lub wykonane usługi związane z dostarczeniem tych paliw, przedsiębiorstwo dokonuje rozliczeń na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowego, w okresach rozliczeniowych ustalonych w taryfie. Przy czym okres rozliczeniowy dla odbiorców pobierających paliwa gazowe w ilości nie większej niż 110 [kWh/h] nie powinien być dłuższy niż 12 miesięcy. W okresach rozliczeniowych mogą być pobierane opłaty w wysokości określonej na podstawie prognozowanego zużycia paliw gazowych, wyznaczonego według zasad określonych w taryfie. W prognozach tych przedsiębiorstwo powinno uwzględnić zgłoszone przez odbiorcę istotne zmiany w poborze paliw gazowych.

Prawo odbiorcy do zmiany sprzedawcy w ciągu 3 tygodni i otrzymania końcowego rozliczenia z dotychczasowym sprzedawcą w ciągu 6 tygodni

Na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu, umożliwia odbiorcy paliw gazowych lub energii przyłączonemu do jego sieci zmianę sprzedawcy na warunkach i w trybie określonym w odrębnych przepisach.

Odbiorca może wypowiedzieć umowę zawartą na czas nieoznaczony bez ponoszenia kosztów składając pisemne oświadczenie. Odbiorca ten musi jednak pokryć należności za pobrane paliwo gazowe lub energię oraz świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii. Również umowa zawarta na czas oznaczony może być wypowiedziana przez odbiorcę, bez ponoszenia przez niego kosztów i odszkodowań innych niż wynikające z treści umowy.

W przypadku odbiorców w gospodarstwach domowych przepisy prawa określają okres wypowiedzenia umowy, a mianowicie umowa ta ulega rozwiązaniu z ostatnim dniem miesiąca następującego po miesiącu, w którym oświadczenie odbiorcy dotarło do przedsiębiorstwa energetycznego. Odbiorca ten może wskazać późniejszy termin rozwiązania umowy.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do realizacji procedury zmiany sprzedawcy nie później w terminie 21 dni od dnia powiadomienia właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży z nowym sprzedawcą.

Dotychczasowi sprzedawcy są zobowiązani do dokonania końcowego rozliczenia z odbiorcą nie później niż w okresie 42 dni od dnia zmiany sprzedawcy. W celu zapewnienia faktycznej możliwości realizacji tego zobowiązania operator systemu jest zobowiązany do przekazania dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy danych dotyczących ilości zużytych przez odbiorcę paliw gazowych lub energii elektrycznej, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z odbiorcą.

Prawo konsumentów do korzystania z przejrzystych, prostych i niedrogich procedur rozpatrywania skarg i rozstrzyganie sporów, z wykorzystaniem systemu pozasądowego. Instytucja rzecznika odbiorców jako wsparcie dla odbiorców oraz alternatywny mechanizm rozpatrywania sporów

Od kwietnia 2010 r. funkcjonuje Sąd Arbitrażowy ds. Energetyki przy Izbie Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii w Warszawie. W Polsce działają ponadto Miejscy i Powiatowi Rzecznicy Konsumentów, do których mogą zgłaszać się odbiorcy ze skargami w indywidualnych sprawach, w tym sprawach z zakresu energetyki. Szczegółowe informacje na temat zakresu rozstrzyganych sporów oraz zasad funkcjonowania Sądu Arbitrażowego, jak również zakresu działalności Miejskich i Powiatowych Rzeczników Konsumentów zostały opisane w Raporcie za 2012 r.

Odbiorcy w gospodarstwach domowych mają także możliwość wystąpienia do działających przy Inspekcji Handlowej stałych polubownych sądów konsumenckich. Od września 2013 r. rozszerzone zostały kompetencje sądów polubownych, działających na podstawie ustawy z 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej, o właściwość w zakresie rozstrzygania sporów w sprawach wynikłych z umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umów kompleksowych oraz umów o przyłączenie do sieci, zawieranych pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym.

Ponadto umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa powinny zawierać m.in. informacje o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. Jednocześnie na sprzedawcę paliw gazowych lub energii elektrycznej został nałożony obowiązek poinformowania odbiorcy w gospodarstwie domowym o jego prawach, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów.

Zakres kompetencji Prezesa URE odnośnie rozstrzygania sporów został szczegółowo opisany w punkcie 5.2. Należy jednak zaznaczyć, że regulator rozstrzyga spory w reżimie administracyjnym, co nie do końca wpisuje się w alternatywne mechanizmy rozwiązywania sporów.

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że do zadań Prezesa URE należy także prowadzenie działań informacyjnych adresowanych do odbiorców energii i paliw gazowych, w tym udzielanie informacji przez kompleksowy punkt informacyjny, z zastosowaniem kanału infolinii dotyczącej zmiany sprzedawcy w zakresie promowania prawa wyboru sprzedawcy. W celu realizacji tego zadania w strukturze URE działa Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii, w którym odbiorcy mogą uzyskać informacje i porady w zakresie przysługujących im praw (zarówno telefonicznie, pisemnie, jak i drogą elektroniczną). Szczegółowe informacje na temat działania Punktu oraz dane kontaktowe zamieszczone zostały na stronie internetowej URE.

Nadto, Prezes URE sporządził, we współpracy z Prezesem UOKiK, na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej zbiór praw konsumenta energii. Dokument, który zawiera praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych. W celu zapewnienia jasnego i przejrzystego przekazu, ułatwiający konsumentom zrozumienie zagadnienia, dokument podzielono na dwie części: 1) Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej oraz 2) Zbiór Praw Konsumenta Paliw Gazowych. Jednocześnie treść obu części Zbioru konsultowana była z Prezesem UOKiK (wymóg prawny konsultacji) oraz z organizacjami reprezentującymi konsumentów, tj. Federacją Konsumentów i Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich, jak również z przedsiębiorstwami energetycznymi. Stosownie do obowiązku nałożonego przepisami ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawcy paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarczają odbiorcom w gospodarstwach domowych, kopie zbioru praw konsumenta energii oraz zapewniają publiczny dostęp do tego dokumentu.

Obowiązki użyteczności publicznej

W wyniku wydzielenia 1 lipca 2007 r. z największych przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo operatorów systemów dystrybucyjnych (*unbundling*) na rynku energii elektrycznej i rynku gazu ziemnego pojawiły się przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wyłącznie dystrybucją energią elektrycznej lub paliw gazowych albo obrotem tymi paliwami lub energią.

Przedsiębiorstwa dystrybucyjne wyodrębnione z największych spółek zasiedziały zostały wyznaczone przez Prezesa URE operatorami systemów dystrybucyjnych. Obecnie funkcjonuje 5 dużych OSD elektroenergetycznych, których sieci są przyłączone do sieci przesyłowej oraz 1 duży OSD gazowy. Natomiast spółki obrotu („sprzedawcy zasiedziali”) zostały na mocy ustawy zobowiązane do wykonywania zadań sprzedawców z urzędu dla odbiorców, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy.

Sprzedawcy zasiadali pełnią zadania sprzedawców z urzędu, do czasu wyłonienia tych sprzedawców w drodze przetargu lub wyznaczenia w drodze decyzji przez Prezesa URE. W 2014 r. nie odbył się żaden przetarg. W przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych mają zawarte ze sprzedawcami z urzędu tzw. umowy kompleksowe, które zawierają postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji. Sprzedawca z urzędu zobowiązany jest ponadto do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej i do zawarcia umowy kompleksowej na zasadach równoprawnego traktowania z odbiorcą w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. Warto podkreślić, że odbiorca w gospodarstwie domowym, który zrezygnuje z umowy kompleksowej z zachowaniem przewidzianego w umowie czasu wypowiedzenia nie może być obciążony przez sprzedawcę z urzędu żadnymi dodatkowymi kosztami z tego tytułu, innymi niż wynikające z treści umowy.

Ochrona odbiorcy wrażliwego

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie we wrześniu 2013 r. wprowadziła definicję odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej i odbiorcy wrażliwego paliw gazowych oraz ustanowiła system wsparcia finansowego dla tych odbiorców. Definicje odbiorcy wrażliwego odsyłają do ustawy o dodatkach mieszkaniowych. System wsparcia finansowego odbiorców wrażliwych zakłada wypłatę przez gminy dodatków energetycznych odbiorcom wrażliwym, którym przyznano dodatek mieszkaniowy (odbiorcy energii elektrycznej) lub ryczałt na zakup opału (odbiorcy paliw gazowych), a którzy są odpowiednio stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub paliw gazowych, i zamieszkują w miejscu dostarczania tej energii lub paliw. Ponadto ustalono wysokość rocznego limitu zużycia energii elektrycznej wynoszący: 900 kWh dla gospodarstwa domowego prowadzonego przez osobę samotną, 1 250 kWh dla gospodarstwa domowego składającego się z 2 do 4 osób oraz 1 500 kWh dla gospodarstwa domowego, w skład którego wchodzi co najmniej 5 osób. Jednocześnie zapewniono gminom środki na wypłatę ww. dodatków. Środki te pochodzą będą z dotacji celowej z budżetu państwa. Minister właściwy ds. gospodarki ogłasza w terminie do 30 kwietnia każdego roku wysokość dodatku energetycznego na kolejne 12 miesięcy. Na koniec 2014 r. wysokość dodatku energetycznego dla gospodarstwa domowego wynosiła 11,36 zł, 15,77 zł lub 18,93 zł miesięcznie w zależności od tego, czy w skład gospodarstwa domowego wchodziło odpowiednio: 1, 2 do 4, bądź co najmniej 5 osób.

Odbiorcy mogą również zwracać się o pomoc do przedsiębiorstw energetycznych w celu skorzystania z programów realizowanych w ramach społecznej odpowiedzialności biznesu (CSR).

Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców

Zgodnie z art. 5 ust. 6c ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawcy energii elektrycznej zobowiązani są do informowania swoich odbiorców o ilości energii elektrycznej zużytej przez tych odbiorców w poprzednim roku kalendarzowym oraz o miejscu, w którym dostępne są informacje o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej dla danej grupy przyłączeniowej odbiorców, jak również o środkach poprawy efektywności energetycznej oraz o charakterystykach technicznych efektywnych energetycznie urządzeń.

Ponadto przedsiębiorstwo świadczące usługę dystrybucji energii albo sprzedawca energii, który świadczy usługę kompleksową wystawiając konsumentowi fakturę, w rozliczeniu dołączonym do faktury, powinien przedstawić informacje o, m.in.:

- wielkości zużycia energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym, na podstawie której została wyliczona kwota należności,
- sposobie dokonania odczytu układu pomiarowo-rozliczeniowego, czy był to odczyt fizyczny lub zdalny dokonany przez upoważnionego przedstawiciela przedsiębiorstwa energetycznego albo odczyt dokonany i zgłoszony przez konsumenta,
- sposobie wyznaczenia wielkości zużycia energii elektrycznej w sytuacji, gdy okres rozliczeniowy jest dłuższy niż miesiąc i gdy pierwszy lub ostatni dzień okresu rozliczeniowego nie pokrywa się z datami odczytów układu pomiarowo-rozliczeniowego lub gdy w trakcie trwania okresu rozliczeniowego nastąpiła zmiana cen lub stawek opłat, albo o miejscu, w którym są dostępne te informacje.

Natomiast w odniesieniu do paliw gazowych, przedsiębiorstwa dokonujące rozliczeń z tytułu odebranych paliw gazowych lub wykonanych usług związanych z ich dostarczaniem, podają odbiorcom, odpowiednio dla rodzaju rozliczeń, następujące informacje:

- stany wskazań układu pomiarowego na początku i na końcu okresu rozliczeniowego, określone w [m³],
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [m³],
- wartość współczynnika konwersji (służącego do przeliczenia z [m³] na [kWh]),
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [kWh],
- czy wskazane zużycie jest zużyciem rzeczywistym, czy prognozowanym.

5.2. Rozstrzygnięcie sporów

Prezes URE wykonuje swoje uprawnienia do rozstrzygania sporów, przewidziane w treści art. 37 ust. 11 dyrektywy 2009/72/WE i art. 41 ust. 11 dyrektywy 2009/73/WE, na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z powyższym przepisem, Prezes URE rozstrzyga tylko w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii. Należy zauważyć, że ww. zakres spraw dotyczy enumeratywnie wskazanych przypadków w zakresie umów i odnosi się tylko i wyłącznie do przyszłych stosunków umownych między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. Decyzje Prezesa URE podlegają kontroli SOKiK.

W zakresie rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne największy ciężar gatunkowy mają sprawy związane z odmowami przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii. Dane na temat spraw spornych dotyczących odmów przyłączenia OZE do sieci elektroenergetycznej zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 19. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2014 r.

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu	Liczba spraw rozstrzygniętych	Liczba decyzji, w których stwierdzono, że nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji, w których stwierdzono, że ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba ugód administracyjnych
27	33	12	3	17	1

Źródło: URE.

Inne rozpatrywane w 2014 r. przez regulatora sprawy sporne dotyczyły wstrzymania dostaw, odmowy zawarcia umowy sprzedaży, odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

Warto zaznaczyć, że Prezes URE nie ma kompetencji do rozstrzygnięcia sporów związanych z już zawartymi umowami. Tymczasem znacząca liczba sporów pomiędzy odbiorcami a przedsiębiorstwami energetycznymi pojawia się na płaszczyźnie już zawartych umów, gdzie organem właściwym do tego typu rozstrzygnięć jest sąd powszechny.