

Raport Krajowy

Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki

2016

Lipiec 2016

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	16
3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych	21
3.1.4. Kwestie transgraniczne	24
3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym	29
3.2. Promowanie konkurencji	35
3.2.1. Rynek hurtowy	35
3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	38
3.2.2. Rynek detaliczny	41
3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	42
3.2.2.2. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji	45
3.3. Bezpieczeństwo dostaw	52
3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	52
3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze	56
3.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zarządzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców	57
4. Rynek gazu ziemnego	58
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych	58
4.1.1. Unbundling	58
4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu	62
4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych i instalacji LNG	70
4.1.4. Kwestie transgraniczne	72
4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym	81
4.2. Promowanie konkurencji	83
4.2.1. Rynek hurtowy	83
4.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	85
4.2.2. Rynek detaliczny	86
4.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję	87
4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji.....	89
4.3. Bezpieczeństwo dostaw	90
4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu	90
4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy	91
4.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zarządzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców	92
5. Ochrona konsumentów oraz rozstrzyganie sporów w sektorach energii elektrycznej i gazu	95
5.1. Ochrona konsumentów	95
5.2. Rozstrzyganie sporów	100

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.
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

Raport Krajowy Prezesa URE opisuje sytuację i zmiany, które zaszły na rynku gazu i energii elektrycznej w 2015 r. oraz działania polskiego Regulatora na rzecz dalszej integracji i rozwoju rynku energii.

Na procesy zachodzące na krajowym rynku energii elektrycznej i gazu istotny wpływają wprowadzane zmiany legislacyjne, w tym kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne. Przeprowadzona w 2015 r. nowelizacja ww. ustawy, wprowadziła zmiany w zakresie obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT, mających na celu wykrywanie i zapobieganie nadużyciom na hurtowych rynkach energii.

W 2015 r. zakończono prace nad bardzo ważnym projektem urzędu, tj. regulacją jakościową. Nowy model regulacji został wypracowany z myślą o konsumencie jako odbiorcy najwyższych standardów jakości towarów i usług. Celem wprowadzenia modelu regulacji jakościowej jest przede wszystkim poprawa jakości świadczonych odbiorcom usług dystrybucji.

Istotnym wydarzeniem w zakresie integracji rynków było wydanie jesienią 2015 r. opinii Agencji Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) w sprawie nieplanowanych przepływów energii. Zgodnie z Opinią, wydaną na wniosek polskiego regulatora, zaleca się wdrożenie w regionie Europy Środkowo-Wschodniej metody łączenia rynków krajowych, z uwzględnieniem rzeczywistych przepływów energii w sieci tzw. Flow-Based Market Coupling.

Wszystkie te działania zostały szczegółowo opisane poniżej, w przedkładanym do Komisji Europejskiej i ACER raporcie. Tym samym Prezes URE wypełnia swój obowiązek sprawozdawczy, określony w prawie polskim i europejskim.



2. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

Zmiany prawne i regulacyjne

W 2015 r. zakończono prace nad jednym z ważniejszych projektów URE, jakim jest zapowiadana już wcześniej regulacja jakościowa. Celem wprowadzenia takiego modelu regulacji jest przede wszystkim poprawa jakości świadczonych odbiorcom usług dystrybucji m.in. poprzez poprawę jakości i niezawodności dostarczania energii, poprawę jakości obsługi odbiorców oraz zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji. W nowej regulacji wprowadzono szereg wskaźników, które mają być na koniec okresu regulacji, czyli w 2020 r., poprawione o 50%. Przykładowo, obecnie średni czas przerw w dostawach prądu (tzw. SAIDI), wynosi 272 minuty rocznie. Celem nowej regulacji jest skrócenie go do 136 minut w 2020 r.

Wiele ważnych działań podjęto w kontekście budowy jednolitego, wspólnotowego rynku energii. Bardziej transparentny ma być hurtowy handel energią elektryczną i gazem ziemnym. W celu wykrywania nadużyć znowelizowano po raz kolejny Prawo energetyczne wprowadzając do krajowego ustawodawstwa obowiązki związane z unijnym rozporządzeniem REMIT. Jego celem jest identyfikacja i zapobieganie manipulacjom na hurtowych rynkach energii. Wszystkie transakcje zakupu i sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego zawierane na TGE S.A. oraz w innych segmentach rynku hurtowego, jak również informacje o funkcjonowaniu systemów energetycznych, muszą być raportowane.

Bardzo ważną dla Polski opinię, na wniosek polskiego regulatora wydała ACER. Chodzi o zjawisko tzw. nieplanowych przepływów energii. Problem ten wynika przede wszystkim z nieskoordynowanej z innymi granicami transgranicznej wymiany energii elektrycznej pomiędzy Austrią i Niemcami, które tworzą jedną strefę rynkową. Na granicy pomiędzy tymi państwami nie wprowadzono bowiem żadnych metod alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych. Wyłączenie granicy austriacko-niemieckiej z obowiązku stosowania procedury alokacyjnej niesie za sobą nie tylko zagrożenie dla bezpieczeństwa pracy sąsiednich systemów elektroenergetycznych, ale również w przypadku Polski praktycznie uniemożliwia wymianę handlową pomiędzy systemem polskim i niemieckim, ponieważ dostępne zdolności przesyłowe są wykorzystywane na realizację przepływów wynikających z niemiecko-austriackich transakcji handlowych. Rada Regulatorów ACER stwierdziła, że istnieją ograniczenia strukturalne m.in. na granicy polsko-niemieckiej, niemiecko-czeskiej oraz czesko-austriackiej, na powstanie których znaczny wpływ ma niemiecko-austriacka transgraniczna wymiana handlowa. Dlatego też opinia ACER zaleca jak najszybsze wdrożenie w regionie Europy Środkowo-Wschodniej metody łączenia rynków krajowych (Market Coupling) z uwzględnieniem rzeczywistych przepływów energii w sieci tzw. Flow-Based Market Coupling.

Duże zmiany dotyczyły również systemu wsparcia źródeł odnawialnych. Weszła w życie długo oczekiwana ustawa o odnawialnych źródłach energii, a wraz z nią metoda wsparcia zielonej energii w postaci systemu aukcyjnego.

27 listopada 2015 r. wraz z wejściem w życie ustawy o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw¹⁾, w tym w ustawie – Prawo energetyczne, nastąpiła zmiana podmiotu wykonującego uprawnienia Skarbu Państwa w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatora systemu przesyłowego gazowego. Dotychczas uprawnienia te wykonywał minister właściwy do spraw gospodarki, natomiast zgodnie z nowym brzmieniem art. 12a ustawy – Prawo energetyczne, obecnie wykonuje je Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. Zakres wykonywanych przez Pełnomocnika uprawnień nie uległ zmianie w porównaniu do okresu, w którym uprawnienia wykonywał Minister Gospodarki.

¹⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 1960.

Rynek energii elektrycznej

Rynek hurtowy

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2015 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2014 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Podobnie jak w latach wcześniejszych, kontynuowany był wzrost udziału źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii. Przy czym liderem produkcji energii „zielonej” pozostawała generacja wiatrowa, głównie ze względu na zainstalowanie w krajowym systemie elektroenergetycznym nowych mocy oraz sprzyjające warunki pogodowe.

Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego nie uległa zasadniczym zmianom. Największy udział w podsektorze wytwarzania w 2015 r. wciąż utrzymywała 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 2015 r. kształtował się na poziomie 37,3%²⁾ (w 2014 r. – 37,9%, spadek o 0,6 punktu procentowego). Udział grupy TAURON Polska Energia S.A. wyniósł w 2015 r. 11,3%, co oznacza wzrost w porównaniu z 2014 r. o 0,5 punktu procentowego.

Handel energią elektryczną na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na rynku zorganizowanym prowadzonym przez TGE S.A. Obecnie status członka TGE S.A. posiada 67 przedsiębiorstw, m.in. wytwórcy energii, spółki obrotu i domy maklerskie. Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2015 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 186,7 TWh i był na porównywalnym poziomie jak wolumen z 2014 r. wynoszący 186,8 TWh. Natomiast licząc po dacie dostawy, sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2015 r. wyniosła 190,5 TWh, co stanowiło 117,5% produkcji energii elektrycznej brutto w 2015 r.

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 2015 r., podobnie jak w latach poprzednich, 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 (unbundling). Ponadto, w 2015 r. działało 164 przedsiębiorstw wyznaczonych OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku unbundlingu.

Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych w dalszym ciągu mają tzw. sprzedawcy „zasiedziali” (incumbent suppliers). Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W 2015 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 ponad 17,05 mln, z czego 90,3% (15,4 mln), to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14,5 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy przemysłowi, biznesowi i instytucjonalni 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.

W 2015 r. ponad 209 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

²⁾ Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

domowych liczba ta wyniosła ponad 375 tys. Rok ten był kolejnym rokiem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Na koniec 2015 r. odnotowano 36,6%-owy wzrost liczby odbiorców TPA w porównaniu do 2014 r.

Pomiędzy IV kwartałem 2014 r. a IV kwartałem 2015 r. ceny za energię elektryczną wykazywały tendencje wzrostowe dla wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców grupy taryfowej B – o 5,1%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G – o 1,0%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny za energię elektryczną wzrosły o 1,3%. Opłata dystrybucyjna w 2015 r. wzrosła dla odbiorców wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost opłaty dystrybucyjnej odnotowano dla grupy taryfowej B – o 4,1%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej A – o 2,6%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych opłaty dystrybucyjne wzrosły o 3,1%.

Rynek gazu

Rynek hurtowy

W 2015 r. następował stopniowy rozwój hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce, głównie związany ze wzrostem liczby przedsiębiorstw posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz przedsiębiorstw aktywnie uczestniczących w tym obrocie, jak również funkcjonowaniem obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej. Obowiązek ten w omawianym roku wynosił 55% gazu wprowadzonego do sieci przez największe podmioty działające na rynku hurtowym.

Na koniec 2015 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadały 172 podmioty wobec 141 na koniec 2014 r. Natomiast 63 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym wobec 59 w roku poprzednim.

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym 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 2015 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 2015 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczono 100 187 956 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 102,64 zł/MWh.

Rynek detaliczny

Na terenie Polski na sieciach dystrybucyjnych gazu ziemnego działa jeden duży operator systemu dystrybucyjnego – PSG Sp. z o.o. i ok. 50 pionowo skonsolidowanych małych operatorów systemu dystrybucyjnego o charakterze lokalnym, których sieci przyłączone są do PSG Sp. z o.o. lub operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A.

W 2015 r. sprzedaż gazu do odbiorców końcowych nadal zdominowana była przez przedsiębiorstwa z grupy kapitałowej PGNiG S.A. W ramach tej grupy w 2014 r. wprowadzony został podział, w wyniku którego odbiorcy hurtowi oraz odbiorcy końcowi o rocznym zużyciu gazu ziemnego powyżej 25 mln m³ zaopatrywani są przez PGNiG S.A., natomiast pozostali odbiorcy końcowi przez PGNiG OD Sp. z o.o. Podział ten nie wpłynął na stopień konkurencji na rynku detalicznym, gdyż spółki te nie konkurowały pomiędzy sobą na rynku gazu. Niemniej w 2015 r. obserwowany był dalszy wzrost udziałów sprzedawców alternatywnych na rynku detalicznym. Udział grupy kapitałowej PGNiG S.A. w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych spadł i wyniósł 80,22%, podczas gdy rok wcześniej udział ten wynosił 89,24%. Pozostałe 19,78% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży w kraju (12,66%) oraz przez spółki sprzedające gaz głównie na rynku niemieckim bezpośrednio do dużych odbiorców końcowych, którzy samodzielnie sprowadzili ten gaz do Polski (ok. 7,12%).

Rynek detaliczny podlega sukcesywnym przemianom w kierunku rozwoju konkurencji. W 2015 r. obserwowano zwiększenie aktywności alternatywnych sprzedawców, którzy korzystając z utrzymujących się trendów spadkowych cen gazu na rynkach hurtowych i zwiększenia możliwości technicznych infrastruktury dla przywozu gazu z rynków UE, podejmowali konkurencję cenową ze spółkami GK PGNiG S.A.

Certyfikacja

W 2015 r. Prezes URE kontynuował postępowanie administracyjne w sprawie przyznania OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu jamalskiego stanowiącego własność SGT EuRoPol GAZ S.A. Wniosek w tej sprawie został złożony przez OGP Gaz-System S.A. w marcu 2014 r. 19 maja 2015 r. Prezes URE przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat niezależności w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Powyższe postępowanie administracyjne było pierwszym w Polsce postępowaniem dotyczącym certyfikacji OSP w modelu niezależnego operatora systemu. Decyzja w sprawie powyższej certyfikacji wraz z opiniami Komisji Europejskiej zostały ogłoszone w Biuletynie URE.

Bezpieczeństwo dostaw

W 2015 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 161 438 GWh i zwiększyło się o 1,7% w porównaniu z 2014 r. Poziom krajowego zużycia energii elektrycznej był ponad dwukrotnie niższy niż tempo wzrostu PKB w 2015 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 3,6% i było zbliżone do wyniku odnotowanego w 2014 r. (3,3%). Jednocześnie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2015 r. ukształtował się na poziomie 161 772 GWh i był wyższy od wolumenu za poprzedni rok o 5 205 GWh (tj. o 3,3%). W tym samym okresie nadwyżka eksportu nad importem energii była niewielka, wyniosła 334 GWh. Warto dodać, że w 2014 r. Polska była importerem energii elektrycznej netto, a jego wartość przewyższyła eksport o 2 167 GWh. W 2015 r. zarówno udział importu, jak i eksportu stanowił ponad 8% odpowiednio całkowitego przychodu oraz rozchodu energii elektrycznej w krajowym bilansie energii elektrycznej.

W skali kraju, na przestrzeni dwóch ostatnich lat zaobserwowano wzrostową tendencję zarówno w odniesieniu do mocy zainstalowanej, jak i osiągalnej w przedsiębiorstwach sektora wytwarzania. Przy czym w 2015 r. zmiany te były znaczące, bowiem moc zainstalowana w KSE wzrosła o 2 324 MW (6,1%) w stosunku do 2014 r. i wyniosła 40 445 MW. Z kolei, moc osiągalna w KSE wzrosła o 3,4% w 2015 r. w porównaniu z 2014 r. (z poziomu 38 477 MW do poziomu 39 777 MW). Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 219 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 101 MW (co oznacza odpowiednio: wzrost o 1,0% i spadek o 1,7% w stosunku do 2014 r.). Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2015 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2014 r. i wyniosła 68,8%.

W 2015 r. miały miejsce wydarzenia skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terenie kraju. OSP 9 sierpnia 2015 r. stwierdził obniżenie dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, spowodowane m.in. długotrwałe utrzymującymi się niekorzystnymi warunkami klimatycznymi oraz hydrologicznymi. Fala upałów obejmująca obszar całego kraju w sierpniu 2015 r. spowodowała pogorszenie warunków pracy KSE. Dotyczyło to zarówno pracy elektrowni, jak i sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej. Wystąpiły znaczne ubytki mocy wytwórczych związane z pogorszeniem warunków chłodzenia elektrowni, awariami urządzeń wytwórczych, a także ze zmniejszonymi możliwościami przesyłowymi linii energetycznych. Równocześnie miał miejsce duży wzrost krajowego zapotrzebowania na moc, wynikający z wykorzystywania na dużą skalę urządzeń chłodzących. Opisane wyżej zjawiska doprowadziły do powstania poważnych trudności w pozyskaniu przez OSP wystarczających zasobów wytwórczych dla pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc. W związku z tym, na podstawie art. 11c ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, stwierdzono wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w rozumieniu postanowień art. 3 pkt 16d ustawy – Prawo energetyczne. W tej sytuacji, wobec wyczerpania wszystkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, OSP zmuszony były wprowadzić od 10 sierpnia 2015 r. ograniczenia w dostarczaniu

i poborze energii elektrycznej na terenie kraju w trybie art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne. Jednocześnie OSP 10 sierpnia 2015 r. powiadomił Ministra Gospodarki oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz zgłosił Ministrowi Gospodarki konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne. Wniosek Ministra Gospodarki w zakresie wprowadzenia ograniczeń został przez Radę Ministrów rozpatrzony pozytywnie poprzez wydanie stosownego rozporządzenia. Rozporządzenie Rady Ministrów z 11 sierpnia 2015 r. w sprawie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zostało opublikowane w Dzienniku Ustaw pod poz. 1136 i na jego podstawie zostały wprowadzone ograniczenia w okresie od 11 sierpnia 2015 r. od godz. 24:00 do 31 sierpnia 2015 r. do godz. 24:00.

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 122,8 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 43,5 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2015 r. obejmowały import z kierunku wschodniego oraz nabycie 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 89,5 TWh gazu ziemnego.

W 2015 r. funkcję operatora systemu magazynowego pełniła spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność PGNiG S.A. Łącznie pojemność magazynowa czynna wszystkich PMG wynosiła 2 795,6 mln m³.

W 2015 r. kontynuowane były prace ukierunkowane na zakończenie budowy i uruchomienie terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Uruchomienie terminalu LNG będzie miało pozytywny wpływ na sytuację na rynku gazu w Polsce oraz krajach sąsiadujących. Terminal umożliwi przesyłanie gazu ze źródeł alternatywnych do obecnie istniejących, znacząco zwiększając bezpieczeństwo energetyczne.

Ochrona konsumenta

Prezes URE konsekwentnie prowadzi politykę zmierzającą do zwiększenia świadomości konsumenckiej odbiorców. Podejmowanie działań nakierowanych na popularyzację kluczowych zagadnień dla rozwoju rynku energii i paliw w Polsce oraz praw, jakie przysługują uczestnikom rynku, było jednym z głównych zadań informacyjno-edukacyjnych urzędu.

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych został powołany w 2011 r. Zgodnie z zakresem kompetencji Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych w 2015 r. wspierał odbiorców, głównie poprzez udzielanie im porad prawnych w zakresie relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi. Problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się wokół zagadnień związanych z możliwością zmiany sprzedawcy energii elektrycznej lub gazu ziemnego, 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.

Biorąc pod uwagę wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy, który odzwierciedla dynamikę liberalizacji rynku, a także wzrastającą liczbę skarg na działalność sprzedawców energii elektrycznej i gazu, podjęto działania monitorujące, mające na celu zdefiniowanie naruszeń i ochronę uzasadnionych interesów odbiorców. Doświadczenia zebrane w 2015 r. spowodowały, że w lutym 2016 r. na stronie internetowej URE opublikowano informację o istotnych, powtarzających się problemach prowadzących do sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, a także listę objętych monitoringiem przedsiębiorstw energetycznych.

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 trakcie okresu sprawozdawczego zostały przeprowadzone zmiany w polskiej administracji, których efektem było m.in. powstanie odrębnego Ministerstwa Energii oraz powołanie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej. W wyniku tych zmian uprawnienia Skarbu Państwa wynikające z posiadania akcji PSE S.A. przekazane zostały z likwidowanego Ministerstwa Gospodarki i po zmianach uprawnienia te wykonuje Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, na podstawie art. 12a ustawy – Prawo energetyczne, w związku z treścią rozporządzenia Rady Ministrów z 3 grudnia 2015 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej³⁾.

PSE S.A. prowadzą działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, na podstawie koncesji na przesyłanie energii elektrycznej, udzielonej decyzją Prezesa URE obowiązującą w terminie do 31 grudnia 2030 r.

PSE S.A. do prowadzenia działalności wykorzystują własną sieć przesyłową oraz – w niewielkim zakresie – urządzenia elektroenergetyczne dzierżawione na podstawie umów cywilno-prawnych, tj. umów o użytkowanie. PSE S.A. nie posiadają systemów przesyłowych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Prezes URE 4 czerwca 2014 r. podjął 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. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (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).

Na koniec 2015 r. na terenie Rzeczypospolitej Polskiej działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej wykonywało 169 OSD, wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 5 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 164 OSD nie podlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego.

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. W przypadku jednego OSD jego właścicielem jest spółka, w której głównymi akcjonariuszami są podmioty odrębne od Skarbu Państwa.

Ustawa – Prawo energetyczne stanowi, że w przypadkach nieprzezwyciężenia warunków i kryteriów niezależności przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego operator podlega karze pieniężnej. Karze pieniężnej podlega również podmiot, który nie zapewnia operatorowi

³⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2116.

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

Zagwarantowaniu niezależności OSD, poza dokonaniem rozdziałem działalności, służą tzw. Programy Zgodności, tj. opracowane przez operatorów programy, w których określone zostały przedsięwzięcia, jakie operatorzy zobowiązani są podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Programy OSDp są zatwierdzane przez Prezesa URE, natomiast OSDn nie mają obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia. Realizacja zatwierdzonych Programów Zgodności podlega kontroli Prezesa URE. Operatorzy zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności.

Prezes URE otrzymał w terminie ustawowym, tj. do 31 marca 2016 r., sprawozdania zawierające opis działań podjętych w roku sprawozdawczym w związku z realizacją programów, w których określono przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów, tzw. Programów Zgodności. W treści wszystkich nadesłanych sprawozdań zostały ujęte wymagane przez Prezesa URE zagadnienia. Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z ustawy – Prawo energetyczne sprawozdania zostały opublikowane w Biuletynie Branżowym URE oraz na stronie internetowej urzędu.

W 2015 r. nie stwierdzono u żadnego z OSD naruszeń Programu Zgodności. Poza jednym przypadkiem, nie odnotowano skarg i wniosków dotyczących kwestii dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu.

Zgodnie z art. 9d ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, Inspektor ds. zgodności jest powoływany przez operatora w celu monitorowania realizacji Programu Zgodności i powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do wszelkich niezbędnych w wypełnianiu jego obowiązków informacji, które są w posiadaniu nie tylko OSD, ale również jednostek z nim powiązanych. Ze względu na potrzebę zapewnienia niezależności, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Z nadesłanych sprawozdań wynika, że w roku sprawozdawczym, podobnie jak w poprzednich latach, Inspektorzy dokonywali monitoringu przestrzegania Programu Zgodności oraz dokonywali:

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

Wszyscy operatorzy opublikowali na swoich stronach internetowych Programy Zgodności. Pracownicy wszystkich OSD mieli możliwość zadawania pytań Inspektorowi odnośnie interpretacji poszczególnych postanowień Programu. Pytania pracownicy mogli kierować zarówno drogą elektroniczną, jak i w formie bezpośrednich spotkań z Inspektorem.

3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

Usługi bilansowania systemu

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 elektroenergetycznej⁴⁾. W przypadku systemu przesyłowego zasady bilansowania tego systemu (zasady Rynku Bilansującego), są określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) PSE S.A. w części „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi”. 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.

Duże znaczenie dla funkcjonowania rynku detalicznego mają Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (IRiESD). Instrukcje te określają zasady działania rynku detalicznego energii elektrycznej, w tym m.in. procedurę zmiany sprzedawcy, zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych przez OSD, zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe oraz zasady postępowania w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych (sprzedaż rezerwowa).

W 2015 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRiESD dla pięciu dużych operatorów systemów dystrybucyjnych: RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., TAURON Dystrybucja S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A. Pierwsza zmiana IRiESD wszystkich ww. OSD dotyczyła ujednoczenia w skali kraju – od 1 lipca 2015 r. formatu kodu Punktu Poboru Energii (PPE), w związku ze standaryzacją wymiany informacji oraz planowanym wdrożeniem ogólnopolskiego systemu wymiany informacji na detalicznym rynku energii elektrycznej. Druga istotna zmiana dotyczyła IRiESD trzech operatorów (RWE Stoen Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A. oraz ENEA Operator Sp. z o.o.) i polegała na zaktualizowaniu standardowych profili zużycia energii elektrycznej.

Dodatkowo we wrześniu 2015 r. wszczęte zostały postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia IRiESD dla ww. pięciu dużych OSDp. Postępowania w sprawie zatwierdzenia tych instrukcji zakończyły się już po okresie sprawozdawczym, tj. w styczniu 2016 r., przy czym termin wejścia w życie zmian określonych w tych instrukcjach został ustalony na 1 lutego 2016 r. Potrzeba dokonania tych zmian była związana z planowanym wprowadzeniem jednolitego modelu wymiany informacji i standardów komunikatów dla obszaru detalicznego rynku energii elektrycznej – poprzez uruchomienie Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI). CSWI obejmuje procesy wymiany informacji pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, sprzedawcami energii elektrycznej oraz podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie handlowe. Potrzeba uruchomienia CSWI wynika m.in. z rosnącej skali realizowanych przez OSD procesów w obszarze obsługi rynku detalicznego, w tym np. zmiany sprzedawcy, procesów anulowania przesłanych zgłoszeń umów sprzedaży przez sprzedawców i odbiorców, udostępnianie danych pomiarowych i rozliczeniowych, obsługa reklamacji, realizacja zgłaszanych przez sprzedawców wniosków o wstrzymanie dostarczania energii elektrycznej. Wprowadzenie zmian IRiESD umożliwi skrócenie czasu przeznaczonego na realizację przez OSD wszystkich procesów, w tym na zmianę sprzedawcy z obecnych 21 dni na 14 dni. W konsekwencji zmianie ulegnie również termin na dokonanie zgłoszenia zmiany sprzedawcy z dotychczas obowiązujących 90 dni na 30 dni.

W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje działanie mechanizmów bilansowania 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.

Rynek Bilansujący (RB) funkcjonował na zasadach jak w roku poprzednim. Szczegółowo zasady te zostały opisane w Raporcie Krajowym Prezesa URE 2015.

Drobne modyfikacje w zasadach funkcjonowania RB zostały wprowadzone w odniesieniu do wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy (ORM). Oprócz zmian wprowadzonych w 2014 r.

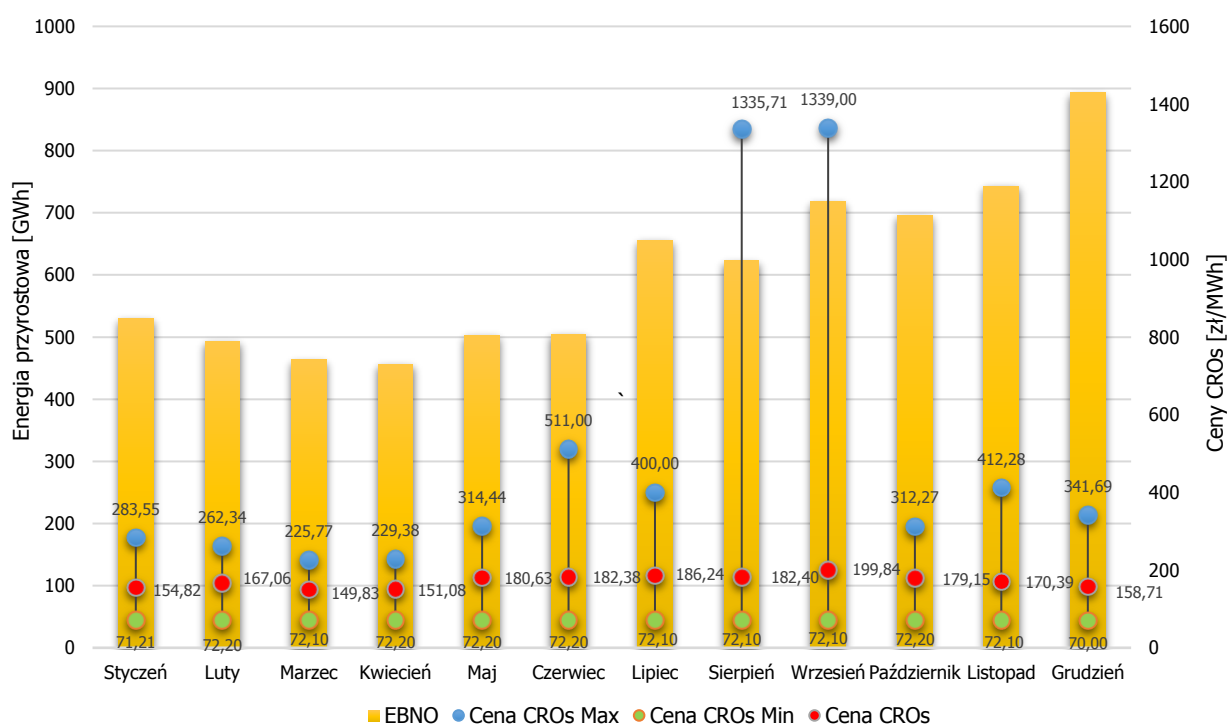
⁴⁾ Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, przepisu ust. 8 nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez operatora, o którym mowa w art. 9d ust. 7. W praktyce oznacza to, że operatorzy systemu dystrybucyjnego, którzy działają w strukturze pionowo zintegrowanej, a ich zakres działania jest lokalny (niewielki), nie są zobowiązani do przedstawiania do zatwierdzenia swoich instrukcji.

mających na celu zapewnienie stabilności wykonania budżetu tego mechanizmu w okresie adekwatnym do okresu planowania wynikającego z taryfy PSE S.A., w 2015 r. wprowadzono drobne modyfikacje dotyczące pełnego wykorzystania tego budżetu mające na celu zwiększenie zachęt do oferowania zdolności wytwórczych na Rynku Bilansującym. Zmiany te polegały na wprowadzeniu dwóch uzupełniających trybów dokonywania rozliczeń ORM: (i) rozliczenia uzupełniającego miesięcznego oraz (ii) rozliczenia uzupełniającego rocznego. Tworzenie takich zachęt będzie szczególnie istotne w najbliższym okresie ze względu na trudną sytuację bilansową KSE. Stąd też zmiany ukierunkowane na osiągnięcie wyżej wymienionych celów należy uznać za idące we właściwym kierunku.

Na koniec 2015 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 116 podmiotów, w tym 20 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 8 odbiorców sieciowych, 72 przedsiębiorstwa obrotu, giełda energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 47 operatorów rynku i dotyczyły 331 jednostek grafikowych.

Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawia rys. 1.

Rysunek 1. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na Rynku Bilansującym (CRO_s) w 2015 r.



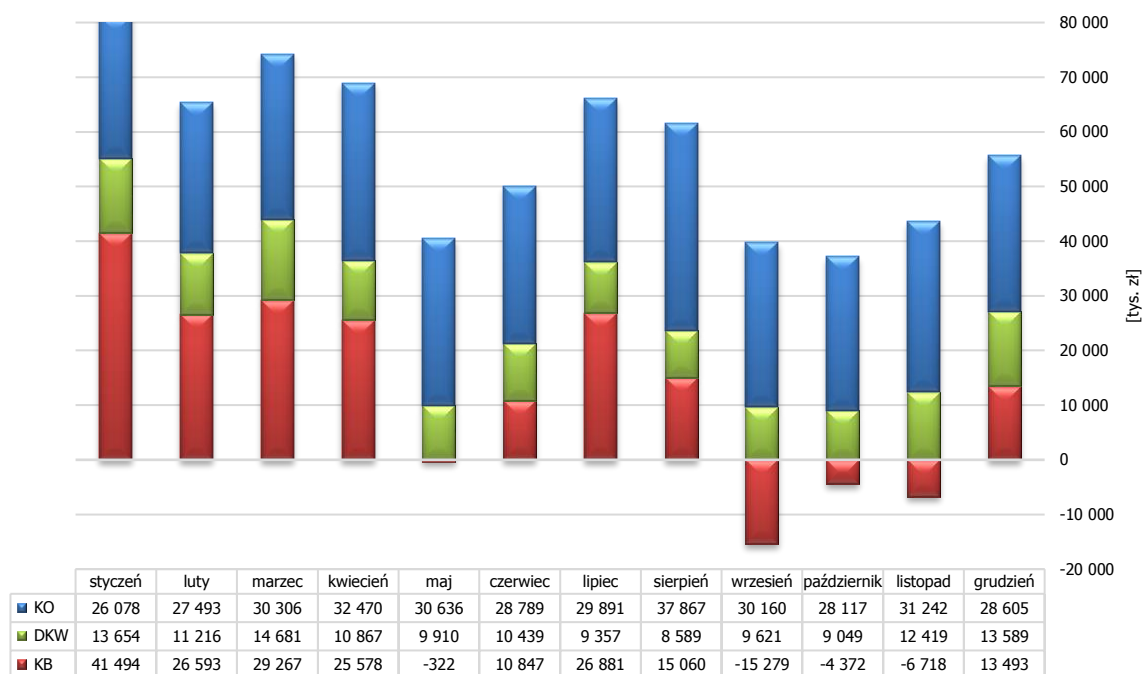
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2015 r. łączny wolumen energii elektrycznej odebranej z Rynku Bilansującego (EBNO) zwiększył się w porównaniu do 2014 r. z 5,42 TWh do 7,28 TWh, tj. o ok. 34,4%, co nadal stanowi niewielką część krajowego zużycia energii elektrycznej brutto (ok. 4,5%). Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 225,77 zł/MWh do 1 339,00 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 149,83 zł/MWh do 199,84 zł/MWh. Zmienność tych cen wynika przede wszystkim ze zmienności wielkości zapotrzebowania na moc w KSE, jak również mocy dyspozycyjnych, w tym poziomu rezerw mocy w tym systemie. Warto zaznaczyć, że we wrześniu 2015 r., w związku z napiętą sytuacją bilansową oraz znacznym wolumenem działań zaradczych (cross-border redispatching), pojawiały się godziny z wyższymi cenami energii. Warto również zwrócić uwagę, że we wrześniu pojawiło się duże niedokontraktowanie na rynku bilansującym (w przeciwieństwie do poprzednich miesięcy), co miało również wpływ na ceny rozliczeniowe na tym rynku.

W 2015 r. łączny wolumen energii elektrycznej dostarczonej na Rynek Bilansujący (EBND) wynosił 9,66 TWh i w porównaniu do łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z Rynku Bilansującego (EBNO) był o 2,38 TWh większy, co wskazuje na przekontraktowanie uczestników rynku.

Przekontraktowanie to występowało w większości miesięcy 2015 r. Koszty ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją w IRiESP wyniosły 361,7 mln zł. Kształtowanie się kosztów usuwania ograniczeń, jak również kosztów bilansowania oraz wynikających z realokacji USE w poszczególnych miesiącach 2015 r. przedstawiono na rys. 2.

Rysunek 2. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -15 279 tys. zł do +41 494 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów wystąpiły we wrześniu i styczniu 2015 r.⁵⁾ 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 26 078 tys. zł (styczeń 2015 r.) do 37 867 tys. zł (sierpień 2015 r.) oraz DKW od 8 589 tys. zł (sierpień 2015 r.) do 14 681 tys. zł (marzec 2015 r.).

Usługa Operacyjnej rezerwy mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego od wytwórców, których jednostki wytwórcze podlegają bezpośredniej dyspozycji przez tego operatora – tzw. Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JGWA). Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2015 r. wyniosła 3 810, z tego dla 1 780 godzin cena rozliczeniowa ORM była równa cenie referencyjnej równej 37,28 zł na MW w godzinie, co oznacza, że w tych godzinach ilość zdolności wytwórczych JGWA rozliczonych jako ORM była równa lub mniejsza niż wielkość wymaganej operacyjnej rezerwy mocy tj. 4 155,37 MW w godzinie. Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2015 r. wyniosła 27,40 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość zdolności wytwórczych JGWA rozliczonych jako ORM wyniosła 3 216,922 MW w godzinie.

Wielkość kosztów ORM w 2015 r. (należność dla wytwórców za ORM) była mniejsza niż przyjęta do kalkulacji stawki jakościowej w Taryfie PSE S.A. na 2015 r. W godzinach z małą nadwyżką mocy, ze względu na ograniczenie maksymalnej wysokości ceny referencyjnej godzinowej ORM, nie był wydatkowany cały godzinowy budżet operacyjnej rezerwy mocy, co skutkowało niższym wykonaniem kosztów.

W odniesieniu do bilansowania w sieci dystrybucyjnej należy podkreślić, że rola operatorów systemów dystrybucyjnych ogranicza się głównie do działań związanych z zarządzaniem danymi

⁵⁾ „+” oznacza koszty ponoszone na Rynku Bilansującym (płatności dla URB), „-” oznacza przychody uzyskiwane na Rynku Bilansującym (płatności od URB).

miarowymi. W takim zakresie operatorzy systemów dystrybucyjnych współadministrują Rynkiem Bilansującym. 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.

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 dostarczania⁶⁾ energii elektrycznej. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ogólny i nie obejmuje wszystkich działań, o których mowa w art. 4 dyrektywy 2009/72/WE.

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.

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 pozwoliła na ujednoczenie metodologii obliczania oraz sposób zbierania danych jakościowych w poszczególnych przedsiębiorstwach sieciowych. Posłużyło to do zakończenia w 2015 r. prac nad modelem regulacji jakościowej, która będzie obejmować okres 2016–2020.

Wdrożenie regulacji jakościowej wymagało m.in. określenia wskaźników efektywności (jakościowych). Oprócz SAIDI i SAIFI, jako jeden z kluczowych wskaźników określono czas realizacji przyłączenia.

⁶⁾ 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.

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 stosownym rozporządzeniu Rady Ministrów oraz instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci opracowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Zasady te podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE przed ich wejściem w życie.

Operator systemu przesyłowego opracowuje corocznie Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. W przypadku wystąpienia sytuacji uzasadniającej podjęcie działań nadzwyczajnych, 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.

W 2015 r. miały miejsce wydarzenia skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terenie kraju, bowiem fala upałów i utrzymujące się niekorzystne warunki klimatyczne oraz hydrologiczne spowodowały pogorszenie warunków pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

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, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV 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 lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, 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.

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 wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie należy podkreślić, że w przypadku jednostek

wytwórczych centralnie dysponowanych⁷⁾, 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 przez OSP 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).

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 2015 r. do pięciu największych OSD oraz OSP złożono 6 019 szt. wniosków o przyłączenie odnawialnych źródeł energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 1 845 MW. W tym samym roku, tj. 2015 r. zostało przyłączonych 2 596 szt. OZE o łącznej mocy przyłączeniowej 1 765 MW. Największy udział liczbowy w złożonych wnioskach i zrealizowanych przyłączach miały elektrownie słoneczne (5 640 szt. złożonych wniosków i 2 273 szt. zrealizowanych przyłączy), natomiast największy udział w łącznej mocy przyłączeniowej miały elektrownie wiatrowe (1 146 MW łączna moc przyłączeniowa wniosków, 1 642 MW łączna moc przyłączeniowa zrealizowanych przyłączy).

Na koniec 2015 r. liczba OZE oczekujących na przyłączenie do sieci operatorów elektroenergetycznych wynosiła 5 029 szt., co odpowiada łącznej mocy przyłączeniowej oczekującej na przyłączenie 17 951 MW, z czego: elektrownie słoneczne to 3 729 szt. i 1 114 MW, elektrownie wiatrowe to 950 szt. i 16 438 MW.

Powyższe dane uwzględniają mikroinstalacje przyłączane na zgłoszenie.

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, zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”. 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.

⁷⁾ 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 skoordynowanej sieci 110 kV, albo
- c) przyłączoną do skoordynowanej 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”.

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.

Od decyzji tych przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia ich doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 479⁴⁶ pkt 1 i art. 479⁴⁷ § 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 2015 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 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 2015 r. na okres do 31 grudnia 2016 r.

Zatwierdzanie taryfy dla operatora systemu przesyłowego – PSE S.A.

W sierpniu 2015 r., PSE S.A. wystąpiły do Prezesa URE z wnioskiem „o ustalenie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania w zakresie kosztów operacyjnych działalności przesyłowej PSE S.A. oraz uzgodnienia zasad stanowiących podstawą kalkulacji stawek opłat w Taryfach PSE S.A. w latach 2016–2020”. Wniosek ten wynikał z faktu, że 2015 r. był ostatnim rokiem 4-letniego okresu regulacji dla PSE S.A., który obejmował lata 2012–2015. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE S.A. na 2016 r. zakończyło się wydaniem 17 grudnia 2015 r. decyzji przez Prezesa URE.

W taryfie został uwzględniony nowy poziom stawek opłaty przejściowej na podstawie Informacji Prezesa URE nr 41/2015 z 19 października 2015 r. w sprawie stawek opłaty przejściowej na rok 2016.

W treści taryfy uwzględniono również opłatę OZE⁸⁾ oraz inne zapisy ustawowe dotyczące zasad rozliczeń wynikające z ustawy OZE.

Zatwierdzanie taryf dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności

Podobnie jak w przypadku PSE S.A., rok 2015 był także ostatnim rokiem mijającego okresu regulacji dla pięciu największych OSD. Mając to na uwadze, a także uwzględniając zmiany zachodzące w sektorze elektroenergetycznym i jego otoczeniu, już w 2013 r. przystąpiono do prac nad określeniem nowych

⁸⁾ Stawka opłaty OZE będzie obowiązywać od 1 lipca 2016 r. stosownie do art. 3 ustawy z 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2015 r. poz. 2365).

zasad regulacji OSD na kolejny kilkuletni okres. W 2015 r., po ukończeniu tych prac, Prezes URE opublikował dokument pn. „Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020”, który stanowi kontynuację transparentnych i stabilnych zasad regulacji tych przedsiębiorstw. Nowy model regulacji z elementami jakościowymi, który będzie obowiązywać od 2016 r., konsumując pozytywne efekty dotychczasowej polityki regulatora (dotychczasowy model regulacji, pozwolił na osiągnięcie celów o charakterze strategicznym dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców, w szczególności poprzez zapewnienie stabilnych warunków do prowadzenia, służących realizacji tego zadania, inwestycji sieciowych – nakłady inwestycyjne znacząco wzrosły w stosunku do poprzednich okresów regulacji), ma służyć podniesieniu jakości usług dystrybucji energii elektrycznej przy zachowaniu dostępności cenowej tych usług, a także utrzymaniu dotychczasowego poziomu inwestycji. Efektywne wykonanie celów regulacji jakościowej (w pierwszym okresie regulacji, tj. do 2017 r., wyznaczone zostały cele polegające na obniżeniu wskaźników przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI) oraz wskaźnika czasu realizacji przyłączenia odbiorców IV i V grupy przyłączeniowej), będzie mogło przełożyć się na wymierne korzyści dla OSD w postaci braku obniżenia kwoty wynagrodzenia z kapitału w taryfach na rok 2018 i lata następne. Wynika to z faktu, że dane dotyczące wykonania tych celów w 2016 r. będą znane dopiero w 2017 r. i stanowić będą podstawę do ustalenia kwoty zwrotu z kapitału na 2018 r.

W trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2016 r.:

Poziom uzasadnionych kosztów operacyjnych i wolumen różnicy bilansowej ustalony został w oparciu o zasady zawarte w dokumentach: „Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”, „Różnica bilansowa dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”. Wielkości te zostały wyznaczone na podstawie wyników rezultatów analiz porównawczych, które w latach 2014–2015 Prezes URE przeprowadził we współpracy z przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, tj.: ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A., PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A. i RWE Stoen Operator Sp. z o.o.

Zwrot z zaangażowanego kapitału wyznaczony został w oparciu o zasady zawarte w dokumencie „Metoda określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020”, w którym wprowadzono, w stosunku do zasad obowiązujących w poprzednim okresie regulacji, pewne efektywne modyfikacje ustalania niektórych parametrów. Należy zauważyć, że w nowym okresie regulacji zwrot z zaangażowanego kapitału będzie, co do zasady, liczony zgodnie z dotychczasowymi zasadami, jednakże z dodatkowym uwzględnieniem wskaźnika jakościowego oraz wskaźnika regulacyjnego. W taryfach na 2016 r. ww. wskaźniki nie miały zastosowania, a tym samym nie miały wpływu na poziom zwrotu z zaangażowanego kapitału. Prezes URE ustalił dla wszystkich OSD wskaźnik regulacyjny w wysokości 1, natomiast współczynnik realizacji regulacji jakościowej po raz pierwszy będzie mógł być zastosowany w taryfie na rok 2018, gdyż dane dotyczące wykonania celów regulacji jakościowej w 2016 r. będą znane dopiero w 2017 r.

Sposób wyznaczania pozostałych elementów przychodu regulowanego dla każdego z operatorów systemów dystrybucyjnych został określony w dokumencie „Założenia dotyczące sposobu kalkulacji taryf na okres do dnia 31 grudnia 2016 r.”.

Wymienione powyżej dokumenty dostępne są na stronie internetowej URE: <http://bip.ure.gov.pl/-bip/taryfy-i-inne-decyzje/zalozenia-dla-kalkulac/2299,Zalozenia-do-kalkulacji-taryf-OSD-na-rok-2016.html>.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2016 r. został rozpoczęty w listopadzie 2015 r. i objął pięć przedsiębiorstw, tj.: ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-Operator S.A., RWE Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A. Prezes URE 17 grudnia 2015 r. zatwierdził taryfy dla powyższych operatorów systemów dystrybucyjnych na okres do 31 grudnia 2016 r.

W wyniku zatwierdzonych taryf dla tych przedsiębiorstw (pięciu OSD), stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych uległy obniżeniu średnio o -1,6%.

Zapobieganie występowaniu subsydiowania skrośnego

Zgodnie z wytycznymi dyrektywy 2003/54/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz przepisami ustawy – Prawo energetyczne od 1 lipca 2007 r. nastąpiło

wyodrębnienie ze struktur 14 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), czyli rozdzielenie działalności dystrybucji energii elektrycznej od obrotu (handlu) tą energią. 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 przedsiębiorstw opiera się na jasno określonych zasadach, które w swoim założeniu eliminują subsydiowanie między działalnościami dystrybucji i obrotu. Zastosowana metoda regulacji dla największych OSD jest metodą „revenue cap z elementami „cost of service”. W 2015 r. zaktualizowany został model efektywności kosztowej oraz efektywności technicznej (straty sieciowe), wykorzystujący m.in. benchmarking. Model ten stanowi punkt wyjścia dla kolejnego okresu regulacji tj. 2016–2020. W 2015 r. zakończyły się również prace nad modelem regulacji jakościowej, która zostanie zastosowana w kolejnym okresie regulacji.

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 przepisami 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 2015 r. Prezes URE zatwierdził metody alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach ze Szwecją (SwePol) oraz Litwą (LitPol). Alokacja zdolności przesyłowych realizowana jest w trybie aukcji typu implicit w ramach mechanizmu łączenia rynków (market coupling).

W 2015 r. trwało postępowanie z wniosku PSE S.A. o zatwierdzenie metod alokacji zdolności przesyłowych na granicach Polski z Niemcami, Czechami oraz Słowacją w ramach tzw. profilu technicznego (połączenia synchroniczne). Prowadzone było postępowanie dotyczące metod alokacji we wszystkich horyzontach czasowych: aukcje długoterminowe, dzienne i śróddzienne. Podczas analizy materiału dowodowego zebranego w trakcie postępowania administracyjnego, Prezes URE powziął wątpliwość co do zgodności metod alokacji 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 było zastosowanie art. 7 ust. 4 rozporządzenia 713/2009, tj. poprzez zawniaskowanie 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. We wrześniu 2015 r. ACER wydała opinię⁹⁾ stwierdzającą, zgodnie z wnioskiem Prezesa URE, niezgodność decyzji wydanych przez regulatorów z regionu CEE zatwierdzających metody alokacji zdolności przesyłowych z przepisami prawa unijnego. OSP i regulatorzy z regionu CEE zostali wezwani do:

- zobowiązania się, w ciągu 4 miesięcy od daty przyjęcia i opublikowania niniejszej opinii, do przyjęcia skoordynowanej procedury alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej, w oparciu o realistyczny lecz ambitny kalendarz wdrożenia z wyszczególnionymi konkretnymi krokami. Kalendarz wdrożenia powinien zapewnić OSP i uczestnikom rynku wystarczającą ilość czasu na przygotowanie się do tej ważnej zmiany;
- jak najszybszego zaangażowania maksymalnych środków i wysiłku w proces wprowadzenia mechanizmu łączenia rynków (Flow-Based Market Coupling) w regionie CEE oraz do konstruktywnej współpracy w celu uniknięcia wszelkich dalszych opóźnień i sporów;

⁹⁾ Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2015 on the compliance of National Regulatory Authorities' decisions approving the methods of allocation of cross-border transmission capacity in the Central-East Europe region with Regulation (EC) No 714/2009 and the Guidelines on the management and allocation of available transfer capacity of interconnections between national systems contained in Annex I thereto (http://www.acer.europa.eu/Official_documents/-Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf).

- do dokonania oceny, w ciągu 4 miesięcy od daty przyjęcia i opublikowania niniejszej opinii, czy wprowadzone już środki przejściowe (np. wirtualny przesuwnik fazowy funkcjonujący od lutego 2014 r.) są wystarczające, by zapewnić bezpieczeństwo sieci lub czy konieczne są dalsze środki przejściowe skoordynowane na szczeblu regionalnym w celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji sieci do czasu wprowadzenia skoordynowanej procedury alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej.

Ponadto niemieccy i austriacki OSP oraz regulatorzy z tych krajów zostali wezwani do dokonania oceny potrzeby wprowadzenia ewentualnych przejściowych środków regulacyjnych dla uczestników rynku, towarzyszących wprowadzeniu skoordynowanej procedury alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej. Wszyscy zainteresowani regulatorzy otrzymali natomiast rekomendację do dalszego wspierania procesu integracji rynku w okresie przejściowym do czasu wprowadzenia skoordynowanej procedury alokacji na granicy niemiecko-austriackiej. Wsparcie to może wiązać się z zatwierdzeniem reguł zarządzania ograniczeniami, które nie są w pełni zgodne z przepisami rozporządzenia (WE) 714/2009 i jego załącznikiem do czasu wejścia w życie środka wspomnianego powyżej.

Austriacki regulator nie uznał opinii ACER za akt nakładający na niego oraz austriackiego OSP jakiegokolwiek obowiązek i zaskarżył opinię do Rady Odwoławczej ACER (Board of Appeal) oraz do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości. Rada Odwoławcza ACER uznała skargę za niedopuszczalną.

Prezes URE brał czynny udział w realizacji zaleceń opinii ACER podczas spotkań i telekonferencji z adresatami rekomendacji. W styczniu 2016 r. upłynął termin na wypełnienie zaleceń. Regulatorzy oraz OSP z regionu CEE (oraz pozostali OSP niemieccy) wystosowali list do ACER, w którym przedstawili zakres uzgodnień dotyczących wypełnienia zaleceń opinii. Ze względu na brak porozumienia we wszystkich wymaganych kwestiach, głównie w zakresie samej implementacji procedury alokacyjnej na granicy niemiecko-austriackiej, ACER zawiadomił Komisję Europejską o niewdrożeniu opinii.

W 2015 r. europejscy OSP opracowali w ramach projektu wczesnej implementacji wytycznych FCA GL zharmonizowane zasady aukcji (HAR) dotyczące alokacji zdolności długoterminowych dla całej Europy. Ze względu na oczekiwanie na opinię ACER oraz działania związane z realizacją jej zaleceń, postępowanie w sprawie zatwierdzenia HAR prowadzone przez Prezesa URE nie zostało zakończone w 2015 r.

W 2015 r. regulatorzy z regionu CEE monitorowali także prace nad projektem połączenia biur aukcyjnych CAO (Central Allocation Office) oraz CASC (Capacity Allocating Service Company) w jedno biuro JAO (Joint Allocation Office). Fuzja miała miejsce we wrześniu 2015 r. Zdolności przesyłowe na 2016 r. zostały alokowane według zharmonizowanych zasad aukcji za pośrednictwem JAO.

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 w połowie lutego 2016 r., zaksięgowane w 2015 r. przychody z tytułu udostępniania zdolności wymiany międzysystemowej w ramach aukcji skoordynowanych na profilu synchronicznym wyniosły 8 155 697,37 zł. W okresie styczeń – grudzień 2015 r. 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 2015 r. zwrot przychodów z tytułu ww. redukcji zdolności przesyłowych wyniósł 1 866 077,37 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 2015 r. wyniosły 6 289 619,61 zł.

Według stanu księgowego w połowie lutego 2016 r., przychody operatora systemu przesyłowego w 2015 r. z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych: Polska-Szwecja i Polska-Litwa wyniosły odpowiednio: 106 849 553,15 zł oraz 521 274,06 zł.

Uzyskana za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 r. wielkość dochodu z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE, 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 od 1 stycznia do 31 grudnia 2015 r. na powyższe zadanie wydatkowano łącznie 345 013 651,00 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. Jednakże z uwagi na fakt, że w 2015 r. ukończone zostały zadania inwestycyjne w ramach budowy połączenia Polska-Litwa, a środki trwale powstałe w wyniku realizacji tych zadań zostały przekazane do użytkowania, to obniżenie Funduszu Celowego nastąpi na podstawie stosownej Uchwały Walnego Zgromadzenia PSE S.A.

Nieplanowe przepływy energii elektrycznej

Przepływy nieplanowe to transgraniczna wymiana energii, 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. Zagadnienie to jest jednym z głównych wątków omawianym w ramach współpracy pomiędzy krajowymi organami regulacyjnymi w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, a także główną barierą dla wdrożenia efektywnych i w pełni skoordynowanych zasad zarządzania ograniczeniami w tym regionie, opartych na fizycznych przepływach energii (tzw. Flow Based Allocation – FBA).

Na rys. 3 poniżej przedstawiono średnioroczne wartości nieplanowych przepływów energii elektrycznej na granicach Polski i niektórych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej w 2015 r. oraz ich zmianę w odniesieniu do 2014 r.

Rysunek 3. Średnia roczna wartość nieplanowych przepływów na granicach Polski i niektórych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej w 2015 r. [MW-h] oraz zmiana tej wartości w stosunku do 2014 r. [%]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Warto zauważyć, że średnia wartość nieplanowych przepływów energii elektrycznej na polskich granicach synchronicznych (wyrażona w MW w danej godzinie), w szczególności na granicy polsko-niemieckiej, stanowi znaczną część importowych mocy przesyłowych, które wynikają ze zdolności technicznych krajowego systemu przesyłowego w warunkach bezpiecznej pracy systemu. W konsekwencji, udostępniane dla uczestników rynku importowe moce przesyłowe stanowią tylko niewielką część mocy technicznych. Ponadto zdolności przesyłowe w kierunku importu są udostępniane w krótkich horyzontach czasowych (rynek dnia następnego, a przede wszystkim rynek dnia bieżącego) ze względu na brak możliwości przewidywania nieplanowych 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.

Jedną z głównych przyczyn opisanej powyżej sytuacji jest brak koordynacji zasad wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych w regionie CEE. Powoduje to stosowanie w obliczeniach bardzo dużych marginesów bezpieczeństwa, uwzględniających realnie możliwy wpływ czynników zewnętrznych na pracę polskiego systemu. Brak odpowiedniej koordynacji powodował istotne ograniczenia w zakresie możliwych do oferowania zdolności importowych na profilu synchronicznym. Mimo zastosowanych środków ostrożności dochodziło jednak do powstawania zagrożeń w pracy sieci wymuszających stosowanie na dużą skalę działań zaradczych, w tym dwustronnego re-dispatchingu. Wyznaczając dostępne zdolności przesyłowe, PSE S.A. kierowały 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 brała pod uwagę prognozowane warunki pogodowe, generację elektrowni wiatrowych w Niemczech, nieuzgodnione przepływy wyrównawcze, zachowania uczestników rynku, zdarzenia losowe, błędy modelowania i obliczeniowe.

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 zawieranych 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.

Przyjęcie przez ACER Opinii nr 09/2015, wydanej na wniosek Prezesa URE widzącego potrzebę bezwzględnego postawienia sprawy nieplanowych przepływów na forum międzynarodowym, której skutkiem ma być poprawa bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w Polsce, jak i w pozostałych krajach UE, potwierdza słuszność podejmowanych działań. Jednocześnie, informacje zawarte w przedstawionym Prezesowi URE przez PSE S.A. Raporcie zawierającym ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w okresie 10.08.2015 r. – 31.08.2015 r.¹⁰⁾ wskazują, że PSE S.A. współpracują z operatorami regionu CEE wymienionymi w Opinii ACER nad przygotowaniem wspomnianego planu działań. Jednocześnie należy zaznaczyć, że propozycja tego planu została ostatecznie przygotowana, przy czym jego wdrożenie i realizacja wymagałyby zgody wszystkich zainteresowanych stron, co dotychczas nie było możliwe do uzgodnienia.

Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju

W ramach realizowanych zadań corocznie dokonywane są analizy wykonania wielkości planowanych, których wyniki wykorzystywane są w procesie uzgadniania kolejnych edycji planów rozwoju lub ich aktualizacji. Niniejsze analizy dokonywane są na podstawie corocznych sprawozdań z realizacji planu rozwoju, do których przedkładania przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne. Z przeprowadzonych analiz sprawozdań z wykonania planów rozwoju za 2015 r.

¹⁰⁾ W tym okresie w Polsce zostały wprowadzone ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców końcowych ze względu na wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

wynika, że pięciu największych OSD oraz OSP łącznie zrealizowało większy niż planowany poziom nakładów inwestycyjnych o 773 mln zł. OSP zrealizował nakłady inwestycyjne w wysokości 1 536 mln zł, przy czym planowany poziom wynosił 1 012 mln zł. Pięciu największych OSD zrealizowało nakłady inwestycyjne w wysokości 6 038 mln zł, przy czym poziom uzgodnionych nakładów inwestycyjnych (modelowy) wynosił 5 788 mln zł.

W 2015 r., na mocy art. 23 ust. 2a pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE opracował kolejny raport przedstawiający i oceniający m.in. realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4 (tj. planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię Operatorów Systemu Przesyłowego i Dystrybucyjnego), w którym przedstawiono stopień realizacji planów rozwoju w latach 2013–2014¹¹⁾.

We wrześniu 2015 r., zgodnie z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne¹²⁾, przedsiębiorstwo energetyczne PSE S.A. przekazało w celu uzgodnienia z Prezesem URE projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025. W styczniu 2016 r. Prezes URE uznał przedmiotowy projekt za uzgodniony.

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 2015 r. ocena spójności dokonywana była m.in. w trakcie uzgadniania kolejnej aktualizacji planu rozwoju PSE S.A. oraz przy okazji tworzenia raportów ACER: Opinion of the Agency on the ENTSO-E draft TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2014, Opinion of the Agency on the NATIONAL TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLANS.

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 istniejąca linia pozostaje wyłączona 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 miesięcznych przetargów typu explicit. Wprowadzone przez polskiego OSP aukcje mają charakter jednostronny.

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

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. Współpraca Prezesa URE z innymi krajowymi organami regulacyjnymi w ramach inicjatyw regionalnych skupiła się głównie w regionie w CEE.

¹¹⁾ Raport dostępny jest na stronie internetowej URE: <http://ure.gov.pl/pl/publikacje/biuletyn-urzedu-regula/6115,Biuletyn-Urzedu-Regulacji-Energetyki-2015.html>

¹²⁾ W 2013 r. nastąpiła nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 17 ustawy z 26 lipca 2013 r. – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984), tzw. „ustawy zmieniającej”, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego został zobowiązany do opracowania planu rozwoju w brzmieniu nadanym ustawą po raz pierwszy w terminie 2 lat od dnia wejścia w życie tej ustawy. Powyższa regulacja oznacza, że pierwszy plan rozwoju odpowiadający wymaganiom art. 16, w znowelizowanym brzmieniu, powinien zostać opracowany w ciągu 2 lat licząc od 11 września 2013 r., tj. do 10 września 2015 r. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła również zmiany w wymaganej treści dokumentu. Najistotniejsze z nich to: obowiązek przeprowadzenia konsultacji planów rozwoju z zainteresowanymi stronami i obowiązek sporządzenia raportu z konsultacji, określenie dziesięcioletniego horyzontu planu, konieczność uwzględnienia w krajowych planach rozwoju 10-letniego planu rozwoju o zasięgu wspólnotowym.

W 2015 r., w ramach współpracy z innymi regulatorami w kwestiach dotyczących infrastruktury energetycznej, Prezes URE był zaangażowany w prace nad wnioskiem litewskiego operatora systemu przesyłowego LITGRID AB o transgraniczną alokację kosztów dla projektu Alytus-granica PL/LT. W rezultacie tych prac, 16 kwietnia 2015 r. ACER wydał decyzję o transgranicznej alokacji kosztu dla ww. projektu, w której wszystkie koszty przedmiotowej inwestycji alokowane zostały na litewskiego operatora systemu przesyłowego LITGRID AB¹³⁾. Dodatkowo, w 2015 r. trwały prace nad wyborem projektów na drugą 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, ACER, 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 wyniku tych prac, 18 listopada 2015 r., została przyjęta przez Komisję druga lista projektów PCI. Na liście tej znajdują się projekty realizowane na terenie Polski, których promotorem jest PSE S.A.¹⁴⁾

W 2015 r. kontynuowana była współpraca organów regulacyjnych w ramach Grupy Wyszehradzkiej. Regulatorzy V4 regularnie spotykają się w ramach Forum Regulatorów V4 w celu przedyskutowania bieżących tematów energetycznych o charakterze państwowym, regionalnym i unijnym. Zdecydowano również o rozpoczęciu projektu przeprowadzenia analizy porównawczej państw V4 zmierzającej w kierunku deregulacji cen. Realizacja projektu została zaplanowana na 2016 r. W listopadzie 2015 r. w Augustowie odbyło się spotkanie regulatorów z Litwy, Łotwy, Estonii i Polski. Organizatorem spotkania był Prezes URE, a celem – wzmocnienie współpracy między organami regulacyjnymi tych państw. Było to pierwsze spotkanie regulatorów w tym gronie, a współpraca ta będzie kontynuowana w 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 została wydana 23 września 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 ramach monitorowania rynku energii elektrycznej. Zadania te są wykonywane przez organ regulacyjny samodzielnie, jak również we współpracy z innymi organami regulacyjnymi i ACER np. w ramach wdrażania kodeksów sieciowych i wytycznych KE.

¹³⁾ Decyzja dostępna jest na stronie internetowej ACER http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2015.pdf

¹⁴⁾ http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2016.019.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2016:019:TOC

Monitorowanie spełniania kryteriów niezależności

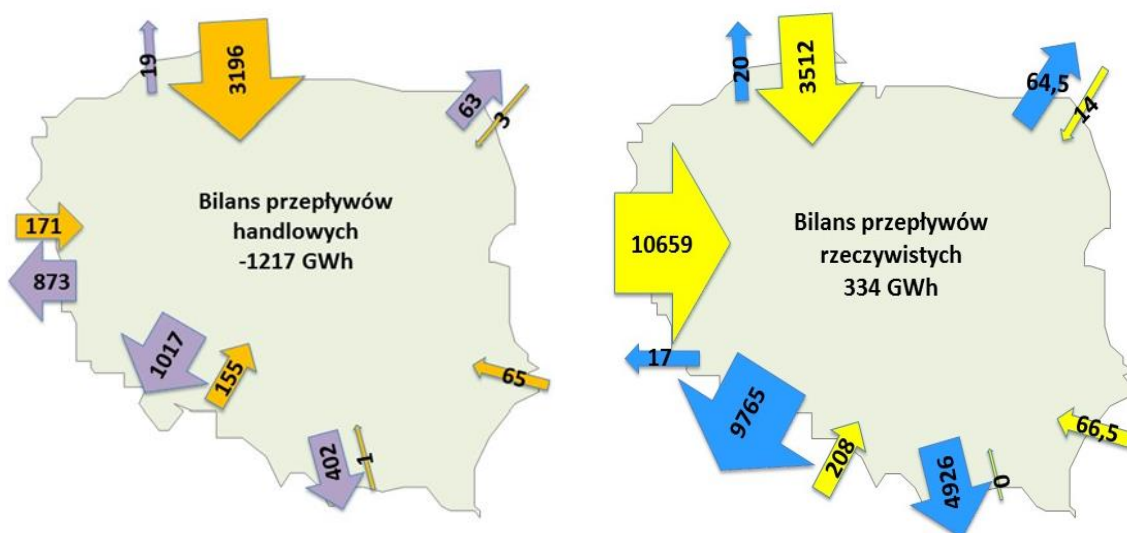
Od 4 czerwca 2014 r., tj. od daty wydania decyzji o przyznaniu przedsiębiorstwu energetycznemu PSE S.A. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, spełnianie tych kryteriów podlega monitoringowi. Szczególny nacisk kładziony jest przy tym na monitorowanie kwestii, które wskazane zostały jako problematyczne 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.

Monitoring odbywa się poprzez śledzenie informacji prasowych, stron internetowych, a także raz w roku zaplanowane zostało badanie zmierzające do oceny spełniania kryteriów niezależności. Dotychczas przeprowadzone badania wskazują na brak naruszeń kryteriów niezależności.

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywistych przepływów energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2015 r. zostały przedstawione na rys. 4.

Rysunek 4. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2015 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

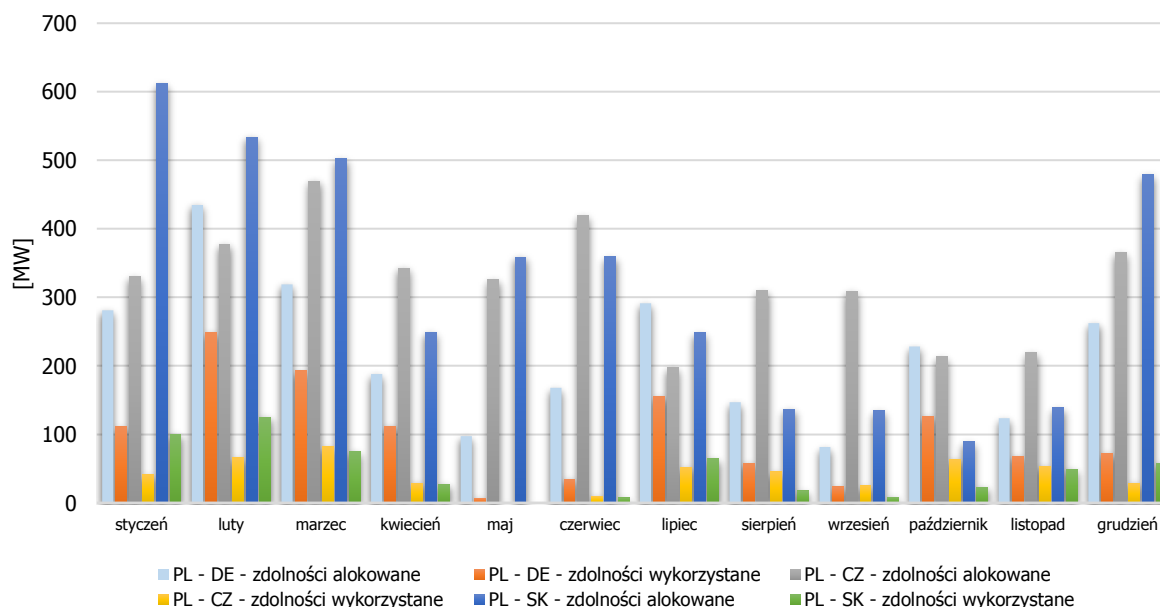
Jak można zauważyć bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2015 r. wyniosło -1 217 GWh (import). Należy zwrócić uwagę, że obserwowana znaczna obniżka salda wymiany międzysystemowej (mimo, że pozostało ono importowe) może mieć szereg przyczyn, takich jak poziom cen energii elektrycznej na sąsiednich rynkach w relacji do cen na rynku krajowym w powiązaniu ze wzrostem krajowego zapotrzebowania na energię (o ok. 1,7%), a także poziom zdolności przesyłowych dostępnych dla uczestników rynku. Jednocześnie należy zwrócić uwagę na istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), a także na różnicę pomiędzy bilansem handlowym i bilansem rzeczywistych przepływów energii, która może wynikać ze wzrastających nieplanowych przepływów energii elektrycznej i koniecznością stosowania w coraz większym stopniu działań zaradczych (więcej o przepływach nieplanowych w pkt 3.1.4.).

Wielkości zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w 2015 r. określone były oddzielnie dla: profilu synchronicznego, połączenia stałoprądowego ze Szwecją i Litwą oraz pracującej

promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina). W każdym przypadku wykorzystywana była metodyka NTC z uwzględnieniem warunków bilansowych. 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 możliwości 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 dwustronnego re-dispatchingu, którego sumaryczna wielkość wzrosła z ok. 139 GWh w 2013 r. i 362 GWh w 2014 r., aż do ok. 1 538 GWh w 2015 r. Ponadto w 2015 r. dwustronny re-dispatching okazywał się często niewystarczający, co wymuszało konieczność aktywowania wielostronnego re-dispatchingu (MRA), którego sumaryczna wielkość zrealizowana w 2015 r. wyniosła ok. 662 GWh.

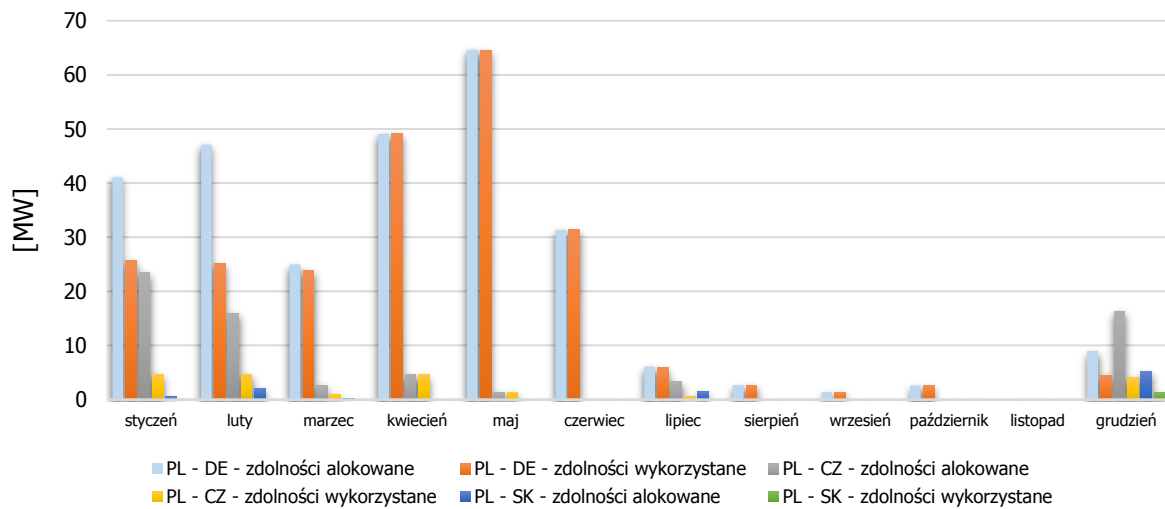
W 2015 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się na podstawie „Zasad skoordynowanych przetargów na zdolności przesyłowe w Regionie Europy Środkowo-Wschodniej”, w których uczestniczyło ośmiu operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych 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. 5-6 przedstawiono średnie miesięczne wielkości alokowanych i wykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnionych łącznie w skoordynowanych aukcjach rocznych, miesięcznych, dobowych oraz w dniu realizacji dostaw w 2015 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu na połączeniach synchronicznych.

Rysunek 5. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2015 r. na połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 6. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2015 r. na połączeniach synchronicznych [MW]

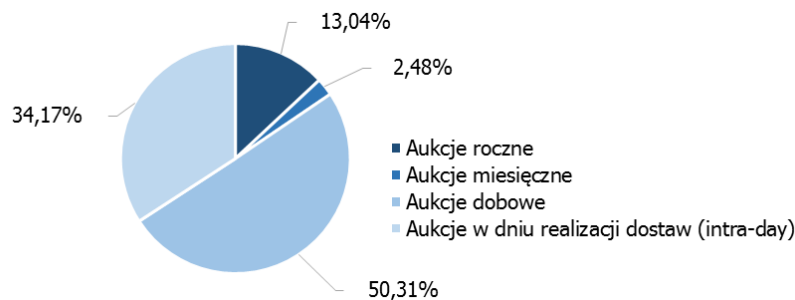


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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 2015 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. Odmienna sytuacja 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 alokowanych mocy przesyłowych 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 występowaniem 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 25% oferowanych zdolności przesyłowych) i aukcjach śróddziennych (średnio 75% oferowanych zdolności przesyłowych). Średnioroczny udział zdolności przesyłowych w kierunku eksportu udostępnianych w skoordynowanych aukcjach w poszczególnych horyzontach czasowych w 2015 r. został przedstawiony na rys. 7.

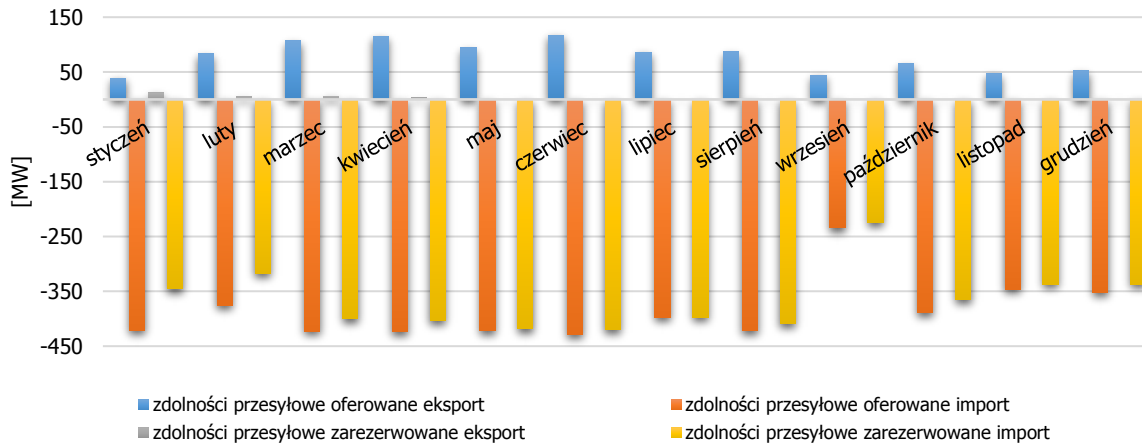
Rysunek 7. Średnioroczny udział zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych w kierunku eksportu udostępnianych w skoordynowanych aukcjach w poszczególnych horyzontach czasowych w 2015 r. [%]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2015 r. była realizowana w kierunku eksportu i importu w oparciu o mechanizm market coupling prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool AS. Maksymalne średniomiesięczne oferowane zdolności przesyłowe wyniosły: w kierunku eksportu z Polski 117 MW, a w kierunku importu do Polski 428 MW. Na rys. 8 zestawiono średnie wartości oferowanych zdolności przesyłowych w poszczególnych miesiącach.

Rysunek 8. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2015 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Przedstawione powyżej dane dotyczące w szczególności rezerwacji zdolności przesyłowych pozwalają na stwierdzenie, że w 2015 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski.

8 grudnia 2015 r. przeprowadzono pierwszą aukcję na moce przesyłowe, z wykorzystaniem mechanizmu market coupling, na połączeniu Polska-Litwa. Maksymalne wielkości godzinowe oferowanych zdolności przesyłowych w grudniu 2015 r. wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy 400 MW, a w kierunku importu do Polski 488 MW. Średnie miesięczne wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w grudniu 2015 r. wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy odpowiednio 174 MW i 114 MW, natomiast w kierunku importu do Polski 257 MW oraz 6 MW.

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 2015”, 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 zdolności przesyłowe zostały obniżone w wybranych dobach (podokresach rezerwacji), z powodu planowanych wyłączeń linii lub zagrożenia przekroczenia limitów napięciowych. Na rys. 9 zostały przedstawione średnie miesięczne oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku UKRENERGO → PSE S.A. (import) w 2015 r.

Rysunek 9. Średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek UKRENERGO → PSE S.A. (import), w 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2015 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 2015 r. nie wystąpiły ograniczenia (redukcje).

W przypadku wymiany międzysystemowej niesynchronicznej na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa zdolności przesyłowe udostępniane są w ramach mechanizmu market coupling tj. w horyzoncie czasowym nie dłuższym niż dzień następny. Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji oraz odpowiednio Polski i Litwy udostępniali zdolności przesyłowe, przyjmowali i nominowali zgłoszone przez giełdy energii grafiki przesyłu, których wykonanie (handlowo), było gwarantowane przez ww. operatorów. W konsekwencji na połączeniach stałoprądowych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa w 2015 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 do 0 MW w dniach od 14 sierpnia 2015 r. godz. 00:00 do 31 sierpnia 2015 r. godz. 24:00, spowodowana wystąpieniem w KSE stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej spowodowanych falą upałów i złą sytuacją hydrologiczną w kraju oraz związaną z tym koniecznością stworzenia technicznych i finansowych warunków dla zapewnienia dostaw awaryjnych ze strony operatora ukraińskiego. Ponownie na połączeniu tym wystąpiła redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 0 MW w dniach od 29 października 2015 r. godz. 7:00 do 30 października 2015 r. godz. 18:00, spowodowana koniecznością awaryjnego wyłączenia linii Zamość-Dobrotwór w cyklu trwałym.

3.2. Promowanie konkurencji

3.2.1. Rynek hurtowy

W 2015 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 161 438 GWh i zwiększyło się o 1,7% w porównaniu z 2014 r. Poziom krajowego zużycia energii elektrycznej był ponad dwukrotnie niższy niż tempo wzrostu PKB w 2015 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 3,6% i było zbliżone do wyniku odnotowanego w 2014 r. (3,3%). Jednocześnie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2015 r. ukształtował się na poziomie 161 772 GWh i był wyższy od wolumenu za poprzedni rok o 5 205 GWh (tj. o 3,3%). W tym samym okresie nadwyżka eksportu nad importem energii była niewielka, wyniosła 334 GWh. Warto dodać, że w 2014 r. Polska była importerem energii elektrycznej netto, a jego wartość przewyższyła eksport o 2 167 GWh. W 2015 r. zarówno udział importu, jak i eksportu stanowił ponad 8% odpowiednio całkowitego przychodu oraz rozchodu energii elektrycznej w krajowym bilansie energii elektrycznej.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

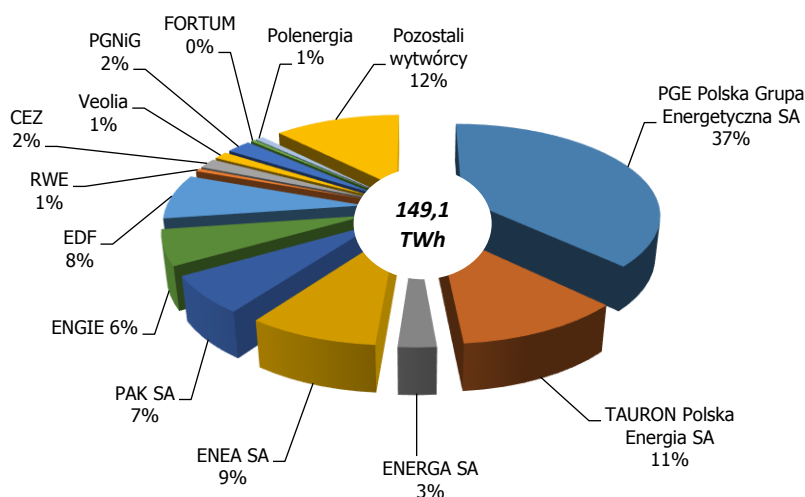
Struktura podmiotowa sektora energetycznego i stopień koncentracji na rynku zostały w dużej mierze ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej, a następnie pionowej przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu Państwa. Proces konsolidacji był m.in. wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki”,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

Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego od czasu wdrożenia „Programu dla elektroenergetyki” nie uległa zasadniczym zmianom. W kolejnych latach zmieniał się ich udział w rynku oraz rozwijała się generacja rozproszona, w szczególności energetyka wiatrowa. Następowaly również zmiany w ramach grup kapitałowych związane ze zmianą struktury podmiotowej i konsolidacją podmiotów, zarówno w grupach kapitałowych należących do Skarbu Państwa, jak i prywatnych.

Największy udział w podsektorze wytwarzania w 2015 r. wciąż utrzymywała 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 2015 r. kształtował się na poziomie 37,3%¹⁵⁾ (w 2014 r. – 37,9%, spadek o 0,6 punktu procentowego). Udział grupy TAURON Polska Energia S.A. wyniósł w 2015 r. 11,3%, co oznacza wzrost w porównaniu z 2014 r. o 0,5 punktu procentowego.

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

Rysunek 10. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2015 r.



Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Uwaga! Od 1 stycznia 2015 r. grupa kapitałowa Dalkia działa pod międzynarodową marką Veolia. W 2015 r. francuski koncern energetyczny GDF Suez zmienił nazwę na ENGIE.

¹⁵⁾ Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących udział podmiotów w rynku oraz stopień koncentracji (tab. poniżej).

Tabela 1. 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 ¹⁶⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2014	5	6	53,6	57,7	1 441,0	1 823,1
2015	5	6	52,2	57,4	1 366,0	1 762,9

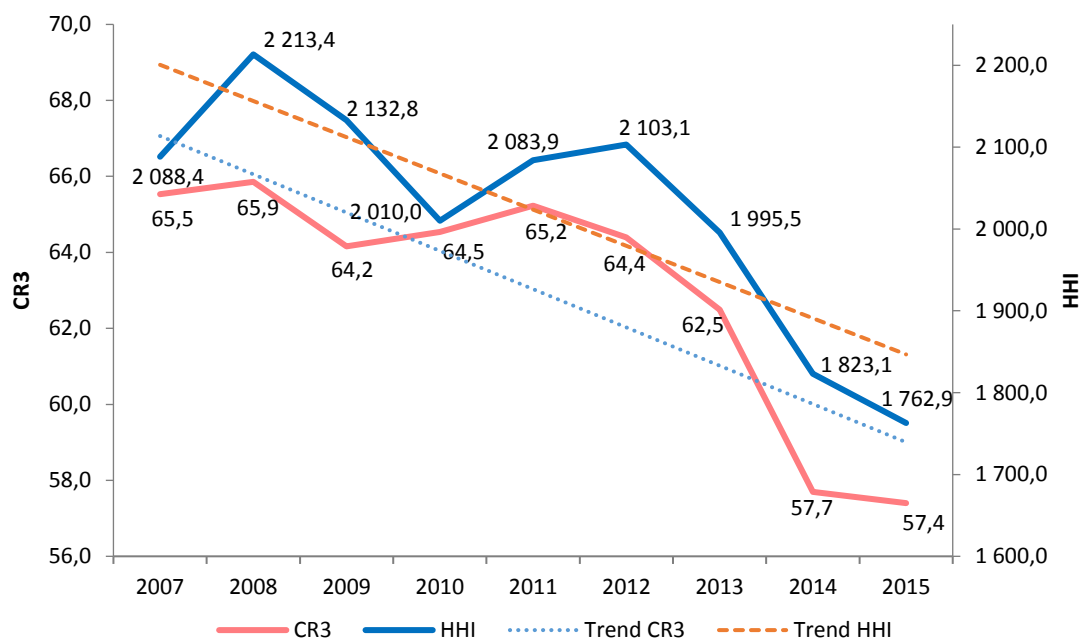
* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii 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 2015 r. wyniósł 57,4%. Jednocześnie 2015 r. był kolejnym rokiem, w którym utrzymywała się tendencja spadkowa tego wskaźnika. W stosunku do roku poprzedniego wskaźnik ten zmniejszył się o 0,3 punktu procentowego. Podobną tendencję, choć zdecydowanie bardziej wyraźną, obserwuje się przy drugim wskaźniku – udziale trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – udział ten zmniejszył się w 2015 r. w stosunku do 2014 r. o 1,4 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 w sumie niewiele ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za mniej niż 60% produkcji energii elektrycznej w kraju. Grupy kapitałowe, w których funkcjonują ci trzej wytwórcy są przedsiębiorstwami zintegrowanymi pionowo, obecne w pełnym łańcuchu wartości energetyki – od wydobycia, poprzez wytwarzanie zarówno w konwencjonalnych, jak i odnawialnych źródłach energii, po dystrybucję oraz sprzedaż energii elektrycznej.

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 2015 r. Spadek tego wskaźnika był znaczący, bowiem zmniejszył się on w 2015 r. w porównaniu do 2014 r. odpowiednio o 5,2% i 3,3%. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2015 r. osiągnął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest średni. 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 2007–2015 została przedstawiona na rysunku poniżej.

¹⁶⁾ 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 11. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2015

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że w trzech 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 horyzoncie długoterminowym (lata 2007–2015) trend zmiany wskaźników koncentracji oraz udziału rynkowego trzech największych podmiotów jest również malejący.

Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

Struktura i mechanizmy funkcjonowania 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 kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2014–2015.

Tabela 2. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2014–2015 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2014**	53,1	79,9	9,2	0,0	3,5	3,6
2015	66,9	71,3	7,9	0,0	3,7	3,4

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD oraz sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2014 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Dane oparte na informacjach pozyskanych od podmiotów wyselekcjonowanych w wyniku doboru celowego.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Tabela 3. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2014–2015 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2014**	127,9	57,2	4,7	2,2	114,5	24,0
2015	142,6	81,6	6,1	1,4	115,8	24,7

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD oraz sprzedaż do drobnych dystrybutorów lokalnych.

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2014 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Dane oparte na informacjach pozyskanych od podmiotów wyselekcjonowanych w wyniku doboru celowego.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, w 2015 r. w przypadku wytwórców główne formy sprzedaży energii elektrycznej stanowiły: sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii (47% udział w całkowitej sprzedaży wytwórców), oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu (41% udział). Natomiast w przypadku przedsiębiorstw obrotu kierują one sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu (38% udział w całkowitym obrocie przedsiębiorstw obrotu), oraz do odbiorców końcowych (31% udział). W mniejszym stopniu, choć również znaczącym, kierują sprzedaż na giełdę energii (22% udział).

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 S.A.). 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 roczne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (od drugiego kwartału 2015 r.), a także średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż sprzedaż publiczna

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

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 2014 r. średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 163,58 zł/MWh, natomiast cena ta w 2015 r. wyniosła 169,99 zł/MWh. Jak wynika z powyższego, średnia cena na rynku konkurencyjnym w 2015 r. wzrosła w stosunku do ceny w roku poprzednim o ok. 4%. Odnosząc wysokość średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2015 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest o ok. 9% wyższa niż średnia cena energii elektrycznej na rynku spotowym RDN w 2015 r. (155,66 zł/MWh), i jednocześnie o ok. 3% wyższa niż średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktów rocznych w dostawie pasmowej na rok następny, na rynku terminowym, która w 2015 r. ukształtowała się na poziomie 164,37 zł/MWh.

Algorytm obliczania średniej rocznej ceny na rynku konkurencyjnym obejmował sprzedaż energii elektrycznej (wolumen oraz wartość), 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 *cen* ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych¹⁷⁾ 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 kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

Obowiązek obliczania i ogłaszania sposobu obliczania średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku konkurencyjnym wynika z art. 195 ustawy OZE. Prezes URE ogłasza ww. cenę wraz z podaniem sposobu jej obliczania w terminie do 90 dni od dnia zakończenia każdego kwartału. Uwzględniając przepisy przejściowe ww. ustawy, cena ta została obliczona i opublikowana przez Prezesa URE po raz pierwszy we wrześniu 2015 r. i dotyczyła II kwartału tego roku.

Algorytm obliczania średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym jest analogiczny, jak w przypadku średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Poniżej przedstawiono średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym opublikowane przez Prezesa URE w 2015 r.

Tabela 4. Średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym opublikowane w 2015 r.

2015 r.	
Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]*
II	170,19
III	172,75
IV	167,36

* Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym po raz pierwszy obliczana w 2015 r. począwszy od II kwartału.

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2015 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest zbliżona do kwartalnych cen z rynku giełdowego. Algorytm przyjęty do wyliczania ceny w dużej mierze uwzględnia wolumeny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku giełdowym, co pozwala uczestnikom hurtowego rynku energii elektrycznej z dużym przybliżeniem szacować jej wielkość jeszcze przed oficjalną publikacją ceny przez Prezesa URE.

Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany do ogłoszenia w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 tego artykułu. Wolumen i średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w poszczególnych kwartałach 2015 r. przedstawiały się następująco:

¹⁷⁾ Grupa kapitałowa – grupa kapitałowa w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2013 r. poz. 330).

Tabela 5. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne

2015 r.		
Kwartał	Średnia kwartalna 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	172,22	15,5
II	172,39	12,2
III	174,74	12,9
IV	171,87	14,4

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2015 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.

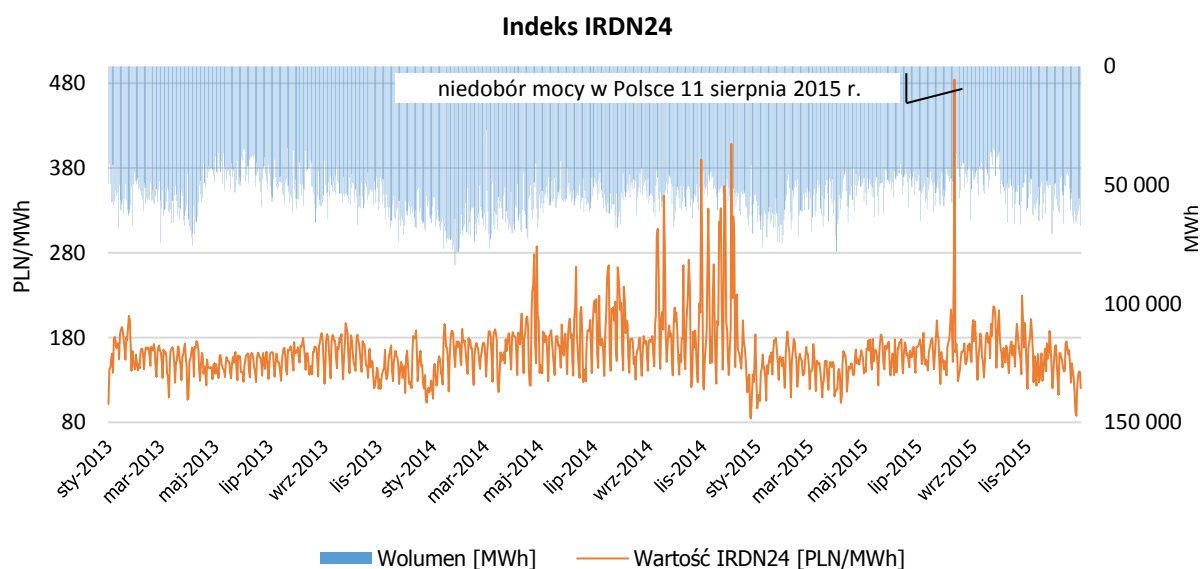
Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedawanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne nie uległa większej zmianie w poszczególnych kwartałach 2015 r. i wahała się w wąskim przedziale od 171,87 zł/MWh do 174,74 zł/MWh.

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Poniższy rysunek przedstawia kształtowanie się cen na rynku spotowym – RDN, prowadzonym przez TGE S.A. Indeks IRDN24 przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Średnia ważona wolumenem cena energii na RDN w 2015 r. wyniosła 155,66 zł/MWh i była niższa względem 2014 r. o 29,09 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 184,75 zł/MWh.

Rysunek 12. Średnia miesięczna cena energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzona IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN [MWh]



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Ceny na rynku terminowym TGE S.A.

W 2015 r. obserwowano spadek cen energii elektrycznej na terminowym rynku energii. Odzwierciedleniem tej tendencji jest spadek cen kontraktów terminowych BASE_Y-16 (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2016 r.), gdzie średnioważona wolumenem cena transakcyjna tego kontraktu w całym 2015 r. ukształtowała się na poziomie 164,37 zł/MWh. W porównaniu z 2014 r., gdzie cena kontraktów terminowych BASE_Y-15 zawieranych w 2014 r. z dostawą w roku następnym wyniosła 169,25 zł/MWh, można zaobserwować spadek cen rocznych kontraktów terminowych o ok. 2,9%.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-16 w grudniu 2015 r. wyniosła 166,75 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów (BASE_Y-15) w grudniu 2014 r. wyniosła 175,53 zł/MWh, co oznacza spadek tej ceny o 5% w 2015 r. w porównaniu do roku poprzedniego.

Przejrzystość hurtowego rynku energii – realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Zgodnie z przepisami rozporządzenia REMIT uczestnicy rynku zawierający transakcje, które podlegają zgłoszeniu do ACER mają obowiązek dokonania rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku, przed zawarciem tych transakcji. W celu umożliwienia realizacji tego obowiązku krajowe organy regulacyjne zostały zobowiązane do utworzenia krajowych rejestrów uczestników rynku. Polski krajowy rejestr uruchomiony został 17 marca 2015 r. System rejestracji jest dostępny pod adresem: <http://www.ure.gov.pl/pl/remit/rejestracja-remi>.

30 października 2015 r. weszła w życie nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która rozszerzyła uprawnienia niektórych organów regulacyjnych, w tym Prezesa URE w zakresie zapobiegania manipulacji na hurtowych rynkach energii oraz niezgodnemu z prawem wykorzystywaniu informacji wewnętrznej, a także określiła sankcje za dokonywanie naruszeń obowiązków przewidzianych w przepisach rozporządzenia REMIT. Na mocy zmienionych przepisów Prezes URE uzyskał uprawnienie do prowadzenia postępowania wyjaśniającego oraz przeprowadzania kontroli w sprawach manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej. W 2015 r. Prezes URE otrzymał kilka zgłoszeń o możliwości dopuszczenia się przez uczestników hurtowego rynku energii manipulacji na tym rynku. Szczegółowa analiza przedstawionych zdarzeń wykazała, że nie stanowią one naruszenia zakazów określonych w rozporządzeniu REMIT.

Przepisy rozporządzenia REMIT nakładają na uczestników hurtowego rynku energii obowiązek publikowania informacji wewnętrznych. W celu zapewnienia możliwości skutecznego i efektywnego wykonania tego obowiązku została utworzona, przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE, Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) prowadzona przez TGE S.A. Publikacja informacji na GPI sprzyja zapewnieniu transparentności hurtowego rynku energii. Platforma jest dostępna dla każdego uczestnika rynku, nieodpłatnie. Na platformie poza danymi giełdowymi publikowane są dane nt. funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym generacja i zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz informacje wewnętrzne, w tym informacje dotyczące planowanych i nieplanowanych ubytków mocy wytwórczych.

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 2015 r., podobnie jak w roku poprzednim, Prezes URE utrzymał obowiązek corocznego przedstawiania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej dla:

- 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;

- 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.

Dla pozostałych grup odbiorów 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 cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję

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 2015 r., podobnie jak w poprzednich latach, 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 2015 r., tak jak w poprzednim roku, 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 6. 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	16 553 981	43 355 275	11 856 959,6	273,48
50 – 2 000 MWh	62 059	27 253 706	6 506 397,6	238,73
> 2 000 MWh	3 503	31 509 886	6 362 692,6	201,93
RAZEM	16 619 543	102 118 867	24 726 049,8	242,13

Źródło: Na podstawie ankiet kwartalnych od sprzedawców z urzędu za 2015 r.

W dalszym ciągu największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają tzw. 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 2015 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 ponad 17,5 mln, z czego 90,3% (ponad 15,4 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. W 2015 r. ponad 209 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 375 tys. Rok ten był kolejnym rokiem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. Na koniec 2015 r. odnotowano 36,6%-owy wzrost liczby odbiorców TPA w porównaniu do 2014 r., przy czym w przypadku odbiorców należących do grup taryfowych A, B i C wzrost ten wynosił 45,2%, a w przypadku odbiorców z grupy G wynosił 32,3%.

Niewątpliwie dużym ułatwieniem dla odbiorcy dokonującego wyboru sprzedawcy jest możliwość skorzystania z zamieszczonej na stronie internetowej operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, listy sprzedawców działających na terenie tego operatora. Podobnie jak w latach poprzednich, w 2015 r. na stronach internetowych wszystkich OSDp dostępne były wykazy sprzedawców. Jednocześnie konsumenci mogli samodzielnie porównać ceny sprzedawców korzystając z Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego dostępnego na stronie URE.

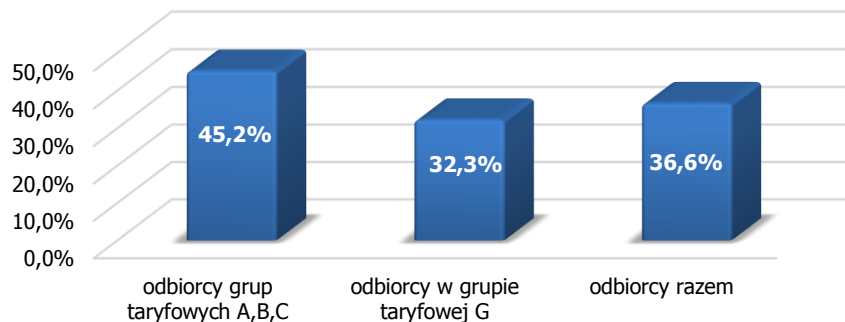
W przeważającej większości odbiorcy, w tym odbiorcy w gospodarstwach domowych, pobierają energię elektryczną na podstawie umowy kompleksowej zawartej ze sprzedawcą z urzędu. Takie umowy mają w praktyce prawie wszyscy odbiorcy, którzy nie zmienili sprzedawcy energii elektrycznej. Natomiast odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C, którzy dokonali zmiany sprzedawcy, pobierają energię elektryczną na podstawie dwóch odrębnych umów: umowy sprzedaży zawartej ze sprzedawcą oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji zawartej z operatorem. Jeżeli zaś chodzi o odbiorców w gospodarstwach domowych to tylko część sprzedawców powszechnie stosowała umowę kompleksową przy zmianie sprzedawcy, większość natomiast realizowała sprzedaż energii elektrycznej na podstawie dwóch odrębnych umów.

W 2015 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w roku poprzednim, sprzedawcy często działają za pośrednictwem akwizytorów, którzy przedstawiają się jako pracownicy URE lub przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy energii. Nagminną praktyką sprzedawców jest nieinformowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadzi do zawierania przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Prezes URE nie będąc organem właściwym w takich sprawach, informuje jednak odbiorców o przysługujących im prawach. Działania podejmowane przez sprzedawców często noszą znamiona praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji. W 2015 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny ok. 200 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców.

Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 3,43%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2014 r. nastąpił nieznaczny wzrost tego wskaźnika (w 2014 r. poziom ten wyniósł 2,53%).

Procentowy wzrost liczby odbiorców TPA według grup taryfowych na koniec 2015 r. w porównaniu do roku poprzedniego został przedstawiony na rys. 13.

Rysunek 13. Procentowa zmiana liczby odbiorców TPA w podziale na grupy taryfowe (według stanu na koniec 2015 r. w porównaniu do roku poprzedniego)

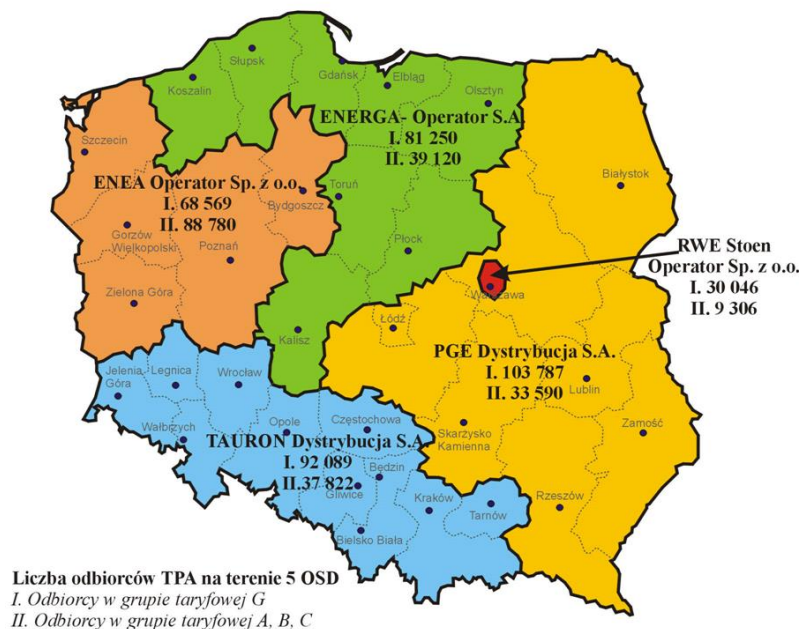


Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2015 r. korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rys. 14). Największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania ENEA Operator Sp. z o.o. – było to 88 780 odbiorców. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występuje na terenie działania PGE Dystrybucja S.A. – wyniosła 103 787 odbiorców. Niewiele mniejsza liczba odbiorców w tym segmencie wystąpiła na terenie działania Tauron Dystrybucja S.A., gdzie liczba zmian wyniosła 92 089 odbiorców.

W 2015 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 53,57% całości dostaw (25 088,5 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 14. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Źródło: URE.

Całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2015 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi) wyniosła 59 305,1 GWh, tj. 45,60% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2014 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczono energię elektryczną w ilości 56 714,7 GWh, tj. 43,58% 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” (w skład której wchodzi głównie gospodarstwa domowe), 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 2016 rozpoczął się w listopadzie 2015 r. W efekcie prowadzonych postępowań w grudniu 2015 r. taryfy te zostały zatwierdzone przez Prezesa URE na okres do 31 grudnia 2016 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 (grupa G)¹⁸⁾. 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 2015 r. do Prezesa URE wpłynęło ponad 3 tys. pism (skarg), z prośbą o interwencję w sprawach praktyk przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców dokonały naruszeń w obszarze zmiany sprzedawcy. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień objętych skargami, dotyczących głównie przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.

Poniżej wymieniono najważniejsze zagadnienia, które występowały w skargach od odbiorców:

¹⁸⁾ Odbiorcy energii elektrycznej grup taryfowych G mogą skorzystać z oferty rynkowej dotychczasowego sprzedawcy, bądź też podjąć decyzję o zmianie (wyborze) sprzedawcy, albo nie podejmować żadnych działań i korzystać z cen określonych w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE – wybór należy wyłącznie do odbiorcy.

- nieprawidłowo funkcjonujące platformy wymiany informacji w systemach informatycznych w zakresie zgłaszania wniosków o zmianę sprzedawcy;
- zlecenie demontażu licznika, w wyniku błędu i niewłaściwego postępowania pracownika przedsiębiorstwa;
- podwójne fakturowanie;
- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej;
- niezasadne zobowiązanie odbiorców do dostosowywania układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- kwestionowanie skuteczności wypowiedzanych umów sprzedaży (np. złożonego wypowiedzenia bez dołączenia pełnomocnictwa);
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia;
- bezpodstawne odrzucanie zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE);
- brak umowy dystrybucyjnej po zakończonym procesie zmiany sprzedawcy;
- brak umowy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym pomiędzy OSDp a OSDn;
- odmowa podpisania GUD-ów przez małych OSD;
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych, niezbędnych do dokonania rozliczeń.

Działania podjęte przez regulatora w związku z powyższymi skargami w większości przypadków pomyślnie doprowadziły do wyjaśnienia sprawy, sprostowania pomyłek czy też błędów oraz do zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

W czwartym kwartale 2015 r. do Prezesa URE zaczęły wpływać także skargi od sprzedawców alternatywnych, którzy wskazywali na nieterminowe przekazywanie danych pomiarowych przez jednego z pięciu największych OSD. Prezes URE, działając na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, występował sukcesywnie, tj. wraz z wpływem skarg od poszczególnych przedsiębiorstw obrotu, o udzielenie wyjaśnień przez OSD. W związku z tym, że terminowe przekazywanie danych pomiarowych sprzedawcom ma fundamentalne znaczenie dla prawidłowego funkcjonowania zasady TPA, Prezes URE – mając na względzie konieczność rzetelnego i wszechstronnego wyjaśnienia sprawy – podjęte w roku sprawozdawczym czynności kontynuuje w 2016 r.

Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK¹⁹⁾

W 2015 r. Prezes UOKiK podejmował następujące postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję, w tym m.in.:

- 1) Decyzją nr RKR-3/2015 z dnia 20 lipca 2015 r. uprawdopodobniono nadużywanie 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:
 - a) 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, to jest zabezpieczenia w wysokości:
 - i. równowartości 2,5-krotności ilości energii elektrycznej pobranej w ciągu ostatniego okresu rozliczeniowego – w przypadku odbiorców biznesowych o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 GWh, lub
 - ii. równowartości 1,22-krotności lub 1,23-krotności ilości energii elektrycznej planowanej do odebrania przez odbiorcę w okresie miesiąca, przy jednoczesnym zobowiązaniu odbiorcy do dokonywania dekadowych przedpłat na poczet należności za energię elektryczną – w przypadku odbiorców biznesowych o rocznym zużyciu energii elektrycznej przekraczającym 3 GWh;
 - b) 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

¹⁹⁾ Fragment na podstawie informacji z UOKiK.

z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, w których przedsiębiorstwo energetyczne jest uprawnione do wstrzymania dostaw energii elektrycznej, to jest postanowienia:

- i. zastrzegającego uprawnienie dla każdej ze stron umowy do jej rozwiązania z zachowaniem 14-dniowego lub jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, po złożeniu przez tą stronę wypowiedzenia w formie pisemnej ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego;
- ii. zastrzegającego uprawnienie dla sprzedawcy do wypowiedzenia umowy, z zachowaniem 7-dniowego okresu wypowiedzenia, w przypadku zagrożenia drugiej strony niewypłacalnością lub złożenia wniosku o otwarcie postępowania upadłościowego lub naprawczego przez tą stronę w okolicznościach wskazujących, iż wniosek ten jest uprawniony, a ponadto w przypadku otwarcia postępowania likwidacyjnego;
- iii. zastrzegającego uprawnienie dla sprzedawcy do wypowiedzenia umowy, z zachowaniem 7-dniowego okresu wypowiedzenia, w przypadku naruszenia przez drugą stronę istotnych postanowień umowy, które nie zostaną usunięte w terminie 10 dni od otrzymania przez nią zawiadomienia w formie pisemnej zawierającego określenie szczegółów naruszenia i żądanie usunięcia wymienionych naruszeń;
- iv. zastrzegającego uprawnienie dla każdej ze stron do jej rozwiązania z zachowaniem 7-dniowego okresu wypowiedzenia w przypadku niewykonywania przez drugą stronę zobowiązań do dostarczania lub odbioru energii elektrycznej na skutek działania siły wyższej przez okres dłuższy niż 30 kolejnych dni lub przez więcej niż łącznie 60 dni w ciągu roku kalendarzowego.

Przedsiębiorca zobowiązał się do podjęcia działań zmierzających do zapobieżenia zarzucanym naruszeniom. Przedstawione przez przedsiębiorcę propozycje działań dostosowawczych zostały ocenione pozytywnie i powyższą decyzją nałożono na niego obowiązek ich wykonania, poprzez:

- a) przyjęcie oraz wdrożenie do stosowania przez przedsiębiorcę dokumentu pod nazwą „Zasady i tryb postępowania przy zawieraniu umów rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej w Tauron Sprzedaż sp. z o.o.”, określającego stosowane przez przedsiębiorcę wewnętrzne zasady naliczania i pobierania zabezpieczeń w stosunku do odbiorców biznesowych o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 GWh oraz odbiorców o rocznym zużyciu energii elektrycznej przekraczającym 3 GWh, ustalające:
 - i. sposób wyliczania wysokości zabezpieczenia, jako równowartości planowanego zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę w ciągu jednego miesiąca, za wyjątkiem przypadków, w których odbiorca przekazuje przedsiębiorcy informację o wysokości rzeczywistego, udokumentowanego zużycia energii elektrycznej za jeden miesiąc;
 - ii. obowiązek przedsiębiorcy poinformowania odbiorcy w terminie 3 dni roboczych od daty zawarcia umowy o konieczności ustanowienia zabezpieczenia finansowego i jego wysokości, jak również o możliwości podania rzeczywistego udokumentowanego zużycia energii elektrycznej za jeden miesiąc w celu wyliczenia wysokości zabezpieczenia w oparciu o rzeczywiste zużycie;
 - iii. termin, w jakim zabezpieczenie powinno zostać ustanowione przez odbiorcę, w postaci 10 dni kalendarzowych od dnia poinformowania odbiorcy o obowiązku wniesienia zabezpieczenia;
 - iv. zasadę odstępowania od obowiązku ustanawiania zabezpieczenia w przypadkach, w których odbiorcą jest podmiot mający status jednostki sektora finansów publicznych oraz możliwość odstąpienia od obowiązku ustanowienia zabezpieczenia w innych szczególnie uzasadnionych przypadkach;
- b) dokonanie zmiany postanowień wzorców umownych mających zastosowanie do zawierania umów rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej, w sposób zadeklarowany w zobowiązaniu przedsiębiorcy, polegającej na:
 - i. odpowiednim dostosowaniu postanowień określających wysokość i termin wnoszenia zabezpieczenia;
 - ii. usunięciu postanowień przewidujących obowiązek uiszczania przedpłat;
 - iii. odpowiedniej zmianie lub usunięciu zakwestionowanych postanowień, prowadzącej do wyeliminowania wynikającego z tych postanowień uprawnienia sprzedawcy do jednostronnego rozwiązania umowy.

Analiza złożonego przez przedsiębiorcę w lutym 2016 r. sprawozdania potwierdziła wykonanie przez niego nałożonych decyzją zobowiązań.

- 2) Decyzją nr RKR-4/2015 uprawdopodobniono nadużywanie 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:
- a) 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, to jest zabezpieczenia w wysokości:
 - i. równowartości 2,5-krotności ilości energii elektrycznej pobranej w ciągu ostatniego okresu rozliczeniowego – w przypadku odbiorców biznesowych o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 GWh, lub
 - ii. równowartości 1,22-krotności lub 1,23-krotności ilości energii elektrycznej planowanej do odebrania przez odbiorcę w okresie miesiąca, przy jednoczesnym zobowiązaniu odbiorcy do dokonywania dekadowych przedpłat na poczet należności za energię elektryczną – w przypadku odbiorców biznesowych o rocznym zużyciu energii elektrycznej przekraczającym 3 GWh;
 - b) 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, w których przedsiębiorstwo energetyczne jest uprawnione do wstrzymania dostaw energii elektrycznej, to jest postanowienia:
 - i. zastrzegającego uprawnienie dla każdej ze stron umowy do jej rozwiązania z zachowaniem 14-dniowego lub jednomiesięcznego okresu wypowiedzenia, po złożeniu przez tą stronę wypowiedzenia w formie pisemnej ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego;
 - ii. zastrzegającego uprawnienie dla sprzedawcy do wypowiedzenia umowy, z zachowaniem 7-dniowego okresu wypowiedzenia, w przypadku zagrożenia drugiej strony niewypłacalnością lub złożenia wniosku o otwarcie postępowania upadłościowego lub naprawczego przez tą stronę w okolicznościach wskazujących, iż wniosek ten jest uprawniony, a ponadto w przypadku otwarcia postępowania likwidacyjnego;
 - iii. zastrzegającego uprawnienie dla sprzedawcy do wypowiedzenia umowy, z zachowaniem 7-dniowego okresu wypowiedzenia, w przypadku naruszenia przez drugą stronę istotnych postanowień umowy, które nie zostaną usunięte w terminie 10 dni od otrzymania przez nią zawiadomienia w formie pisemnej zawierającego określenie szczegółów naruszenia i żądanie usunięcia wymienionych naruszeń;
 - iv. zastrzegającego uprawnienie dla każdej ze stron do jej rozwiązania z zachowaniem 7-dniowego okresu wypowiedzenia w przypadku niewykonywania przez drugą stronę zobowiązań do dostarczania lub odbioru energii elektrycznej na skutek działania siły wyższej przez okres dłuższy niż 30 kolejnych dni lub przez więcej niż łącznie 60 dni w ciągu roku kalendarzowego.
- Przedsiębiorca zobowiązał się do podjęcia działań zmierzających do zapobieżenia zarzucanym naruszeniom. Przedstawione przez przedsiębiorcę propozycje działań dostosowawczych zostały ocenione pozytywnie i powyższą decyzją nałożono na niego obowiązek ich wykonania, poprzez:
- a) przyjęcie oraz wdrożenie do stosowania przez przedsiębiorcę dokumentu pod nazwą „Zasady i tryb postępowania przy zawieraniu umów rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej w Tauron Sprzedaż GZE sp. z o.o.”, stanowiącego załącznik do zobowiązania złożonego przez przedsiębiorcę, określającego stosowane przez przedsiębiorcę wewnętrzne zasady naliczania i pobierania zabezpieczeń w stosunku do odbiorców biznesowych o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 GWh oraz odbiorców o rocznym zużyciu energii elektrycznej przekraczającym 3 GWh, ustalające:
 - i. sposób wyliczania wysokości zabezpieczenia, jako równowartości planowanego zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę w ciągu jednego miesiąca, za wyjątkiem przypadków, w których odbiorca przekaze przedsiębiorcy informację o wysokości rzeczywistego, udokumentowanego zużycia energii elektrycznej za jeden miesiąc;
 - ii. obowiązek przedsiębiorcy poinformowania odbiorcy w terminie 3 dni roboczych od daty zawarcia umowy o konieczności ustanowienia zabezpieczenia finansowego i jego wysokości, jak również o możliwości podania rzeczywistego udokumentowanego zużycia energii elektrycznej za jeden miesiąc w celu wyliczenia wysokości zabezpieczenia w oparciu o rzeczywiste zużycie;

- iii. termin, w jakim zabezpieczenie powinno zostać ustanowione przez odbiorcę, w postaci 10 dni kalendarzowych od dnia poinformowania odbiorcy o obowiązku wniesienia zabezpieczenia;
 - iv. zasadę odstępowania od obowiązku ustanawiania zabezpieczenia w przypadkach, w których odbiorcą jest podmiot mający status jednostki sektora finansów publicznych oraz możliwość odstąpienia od obowiązku ustanowienia zabezpieczenia w innych szczególnie uzasadnionych przypadkach;
- b) dokonanie zmiany postanowień wzorców umownych mających zastosowanie do zawierania umów rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej, w sposób zadeklarowany w zobowiązaniu przedsiębiorcy, polegającej na:
- i. odpowiednim dostosowaniu postanowień określających wysokość i termin wnoszenia zabezpieczenia;
 - ii. usunięciu postanowień przewidujących obowiązek uiszczania przedpłat;
 - iii. odpowiedniej zmianie lub usunięciu zakwestionowanych postanowień, prowadzącej do wyeliminowania wynikającego z tych postanowień uprawnienia sprzedawcy do jednostronnego rozwiązania umowy.
- Analiza złożonego przez przedsiębiorcę w lutym 2016 r. sprawozdania potwierdziła wykonanie przez niego nałożonych decyzją zobowiązań.
- 3) Decyzją RPZ 17/2015 z dnia 17 grudnia 2015 r. umorzono postępowanie antymonopolowe 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 naruszanie określonych w przepisach rozporządzeń wydanych na podstawie ustawy *Prawo energetyczne* terminów wydania warunków przyłączenia oraz określenia zakresu ekspertyzy wpływu projektowanej farmy wiatrowej na system elektroenergetycznym.
- Postępowanie było 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.
- 4) Postanowieniem nr RWR-172/2015 z dnia 15 października 2015 r. zostało wszczęte postępowanie antymonopolowe w związku z podejrzeniem nadużywania przez Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie pozycji dominującej na regionalnym rynku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii na terenie obejmującym obszar działania Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. jako sprzedawcy zobowiązanego, tj. teren województw: małopolskiego, śląskiego, dolnośląskiego i opolskiego, poprzez uzależnianie zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii od przyjęcia lub spełnienia innego świadczenia, niemającego rzeczowego ani zwyczajowego związku z przedmiotem umowy, tj. uregulowania w ww. umowie kwestii opłat za usługę bilansowania handlowego, co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 1 i ust. 2 pkt 4 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.
- Postępowanie jest w toku.

Dodatkowo, w 2015 r. Prezes UOKiK prowadził także szereg postępowań wyjaśniających, w tym m.in.:

- 1) Postanowieniem z dnia 7 maja 2014 r. zostało wszczęte postępowanie wyjaśniające mające na celu wstępne ustalenie, czy w ramach realizacji publicznoprawnego obowiązku zapewnienia dostępu do rynku energii elektrycznej przez PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie w zakresie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii nowych wytwórców energii elektrycznej (farm wiatrowych generujących energię elektryczną), nastąpiło naruszenie przepisów ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy (sygn. akt : RWA-400-14/14/MSK/MK).
- Do Delegatury UOKiK w Warszawie dotarły sygnały świadczące o tym, iż PGE Dystrybucja S.A., w analizie technicznych możliwości przyłączenia kolejnego źródła energii uwzględniła nie tylko moce wynikające z podpisanych umów przyłączeniowych oraz wydanych warunków przyłączenia, ale także moce objęte wnioskami o przyłączenie, które zostały rozpatrzone negatywnie (odmowa

przyłączenia do sieci). Istniało podejrzenie, że takie zachowanie spółki może stanowić praktykę naruszającą zasady funkcjonowania systemu elektroenergetycznego poprzez blokowanie inwestorom zamierzającym prowadzić działalność polegającą na wytwarzaniu energii prawa uzyskania podłączenia do sieci oraz może stanowić nadużywanie pozycji dominującej spółki na rynku.

Uzyskane materiały i ich analiza nie dały podstaw do wszczęcia postępowania.

- 2) W dniu 27 stycznia 2015 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające w sprawie wstępnego ustalenia, czy działania Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie w stosunku do małych elektrowni wodnych, polegające na narzucaniu przez ww. przedsiębiorcę nieuczciwych warunków zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii i uzależnianiu zakupu tej energii od konieczności uregulowania obowiązku bilansowania handlowego, mogą stanowić naruszenie przepisów ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów, a w szczególności jej art. 9, uzasadniając wszczęcie postępowania antymonopolowego (sygn. akt: RWR-400-7/15/ JB).

Postępowanie wyjaśniające zostało zakończone w dniu 3 września 2015 r. Ustalenia przedmiotowego postępowania wyjaśniającego dały podstawę do wszczęcia przeciwko Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. postępowania antymonopolowego o sygn. RWR-411-13/15/ JB.

- 3) Postanowieniem z dnia 19 marca 2015 r., zakończono postępowanie wyjaśniające prowadzone w celu wstępnego ustalenia, czy w związku z działaniami PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie, w zakresie kształtowania warunków i okoliczności przyłączenia do sieci elektroenergetycznej źródeł energii odnawialnej wykorzystujących w procesie przetwarzania energię wiatru, nastąpiło naruszenie zakazu nadużywania pozycji dominującej na rynku właściwym uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego, w tym czy sprawa ma charakter antymonopolowy (sygn. akt: RŁO-400-1/14/ TD).

Postępowanie zostało wszczęte w związku z otrzymanymi zawiadomieniami dotyczącymi podejrzenia stosowania przez PGE Dystrybucja S.A. z siedzibą w Lublinie praktyk ograniczających konkurencję. Zawiadamiający zarzucili PGE Dystrybucja S.A. narzucanie opłat za przyłączenie źródeł do sieci w nieuzasadnionej wysokości (obejmującej rozbudowę sieci), oraz narzucanie rażąco krótkich terminów obowiązywania umowy o przyłączenie.

Uzyskane materiały i ich analiza nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego.

Pozostałe działania Prezesa UOKiK:

- 1) Do Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów Delegatury w Łodzi wpłynęło w dniu 14 grudnia 2015 r. zawiadomienie przedsiębiorcy z wnioskiem o pomoc w rozwiązaniu sporu pomiędzy Zawiadamiającym a PGE Dystrybucja S.A. Łódź-Teren (zwanym dalej: „Przedsiębiorcą”) oraz Urzędem Regulacji Energetyki. Przedmiotem sporu jest przywrócenie warunków przyłączenia wznoszonej elektrowni wiatrowej. W ramach rozpatrywania zawiadomienia, bez wszczynania formalnego postępowania wyjaśniającego, podjęto działania dla wstępnego ustalenia, czy w przedmiotowej sprawie mogło dojść do działań będących przejawem naruszenia interesu publicznego (a nie wyłącznie indywidualnego zawiadamiającego), poprzez nadużywanie pozycji dominującej. W tym zakresie wystąpiono do PGE Dystrybucja S.A. Łódź-Teren o szczegółowe ustosunkowania się do treści zawiadomienia. Jednocześnie wystąpiono również do Urzędu Regulacji Energetyki Środkowo-Zachodniego Oddziału Terenowego w Łodzi z wnioskiem o udzielenie informacji o okolicznościach zgłoszonego sporu o przyłączenie do sieci oraz o sposobie rozstrzygnięcia tego sporu. O powyższych działaniach poinformowano zawiadamiającego.

Po dokonaniu niezbędnych ustaleń, pismem z dnia 29 kwietnia 2016 r. poinformowano zawiadamiającego, że ustalone okoliczności nie wskazują obecnie, aby w przedmiotowej sprawie zachodziły wystarczające przesłanki mogące świadczyć o możliwości stosowania przez Przedsiębiorcę naruszających interes publiczny praktyk ograniczających konkurencję. Przedstawione w zawiadomieniu i uzupełnione w toku jego rozpatrywania materiały i informacje, nie dały podstaw do wszczęcia w przedmiotowej sprawie postępowania w ramach kompetencji ustawowych Prezesa UOKiK.

- 2) Prezes UOKiK w kontekście liberalizacji rynku sprzedaży energii elektrycznej w 2007 r. dostrzegł zarówno szereg korzyści, jak i wiele problemów po stronie konsumentów. Powyższe wynika ze zwiększenia się różnicy w poziomie wiedzy między konsumentami i przedsiębiorcami na temat obecnego kształtu rynku energii elektrycznej, co wykorzystują nieuczciwi sprzedawcy energii elektrycznej. Z sygnałów docierających do Prezesa UOKiK wynika, że przedsiębiorcy prowadzący działalność w zakresie sprzedaży energii elektrycznej przede wszystkim stosują praktyki naruszające zbiorowe interesy konsumentów, polegające na wprowadzaniu konsumentów w błąd co do tożsamości np. informując, że reprezentują dotychczasowego sprzedawcę energii, wprowadzaniu konsumentów w błąd co do istnienia szczególnej korzyści cenowej, nie informują konsumentów

o obowiązku opłacania dwóch faktur. W wielu przypadkach przedsiębiorcy nie informują konsumentów o ustawowym prawie odstąpienia od umowy, czy nawet nie wydają konsumentom dokumentów podpisanych przez nich umów. Nieuczciwi sprzedawcy energii najczęściej kierują swoją ofertę do osób starszych, które mają jeszcze mniejszą świadomość zachodzących zmian w otoczeniu prawnym. Cała procedura najczęściej odbywa się w atmosferze pośpiechu, co prowadzi do jeszcze większej dezorientacji konsumentów. Najwięcej skarg i zawiadomień, które wpłynęły w 2015 r. do Prezesa UOKiK dotyczyło działań przedsiębiorców: Polska Energetyka Pro Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, Energetyczne Centrum S.A. z siedzibą w Warszawie, Novum S.A. z siedzibą w Warszawie. Wobec ww. przedsiębiorców Prezes UOKiK prowadzi aktualnie postępowania w sprawie stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.

Działania i rekomendacje Prezesa URE mające na celu promowanie efektywnej konkurencji

Biorąc pod uwagę wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy, który odzwierciedla dynamikę liberalizacji rynku, a także wzrastającą liczbę skarg na działalność sprzedawców energii elektrycznej, podjęto działania monitorujące, mające na celu zdefiniowanie naruszeń i ochronę uzasadnionych interesów odbiorców. Doświadczenia zebrane w 2015 r. spowodowały, że w lutym 2016 r. na stronie internetowej URE opublikowano informację o istotnych, powtarzających się problemach prowadzących do sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami, a także listę objętych monitoringiem przedsiębiorstw energetycznych. Wyniki monitoringu są w trakcie opracowywania, regulator przewiduje dalsze tego typu badania ad hoc, jak i zobowiązanie sprzedawców do podjęcia programów naprawczych.

W ocenie regulatora, zasadnym wydaje się rozważenie ograniczenia z mocy prawa możliwości nakładania na odbiorców opłat należnych w przypadku rozwiązania przez nich umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej na czas określony, przed upływem terminu jej obowiązywania. Obowiązujące przepisy pozwalają spółkom obrotu uzyskiwać przychody z opłat za rozwiązane przed terminem umowy sprzedaży, które w wielu przypadkach znacznie przewyższają przychody, które spółki te otrzymałyby w przypadku kontynuowania umowy. Należności, o których mowa wyżej, są też obecnie istotną barierą w swobodnej zmianie sprzedawcy. Dlatego celowym byłoby rozważenie dokonania zmian w prawie, które w pewnym zakresie „chroniłyby” odbiorcę przed agresywnymi działaniami sprzedawców energii np. poprzez zakaz sprzedaży „door to door”, wprowadzenie maksymalnego okresu, na jaki mogą być zawierane umowy dotyczące sprzedaży energii elektrycznej do 24 miesięcy, lub uniemożliwienie sprzedawcom energii stosowania sankcji umownych za rozwiązanie umowy zawartej na czas określony, tj. przed terminem.

Jednocześnie biorąc pod uwagę dużą liczbę prowadzonych w URE spraw dotyczących problemów odbiorców związanych z opóźnieniami w rozliczeniach za zużytą energię po zmianie sprzedawcy, wydaje się zasadne wprowadzenie przez ustawodawcę możliwości nałożenia sankcji przez Prezesa URE – za przekroczenie ustawowego terminu rozliczenia z odbiorcą przez dotychczasowego sprzedawcę. Zgodnie z art. 4j ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, dotychczasowy sprzedawca zobowiązany został do rozliczenia z odbiorcą, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, nie później niż w okresie 42 dni od dnia dokonania tej zmiany. Tym samym ewentualne opóźnienie dotychczasowego sprzedawcy w rozliczeniu z odbiorcą przekraczające ten termin jest niezgodne z przepisami ustawy.

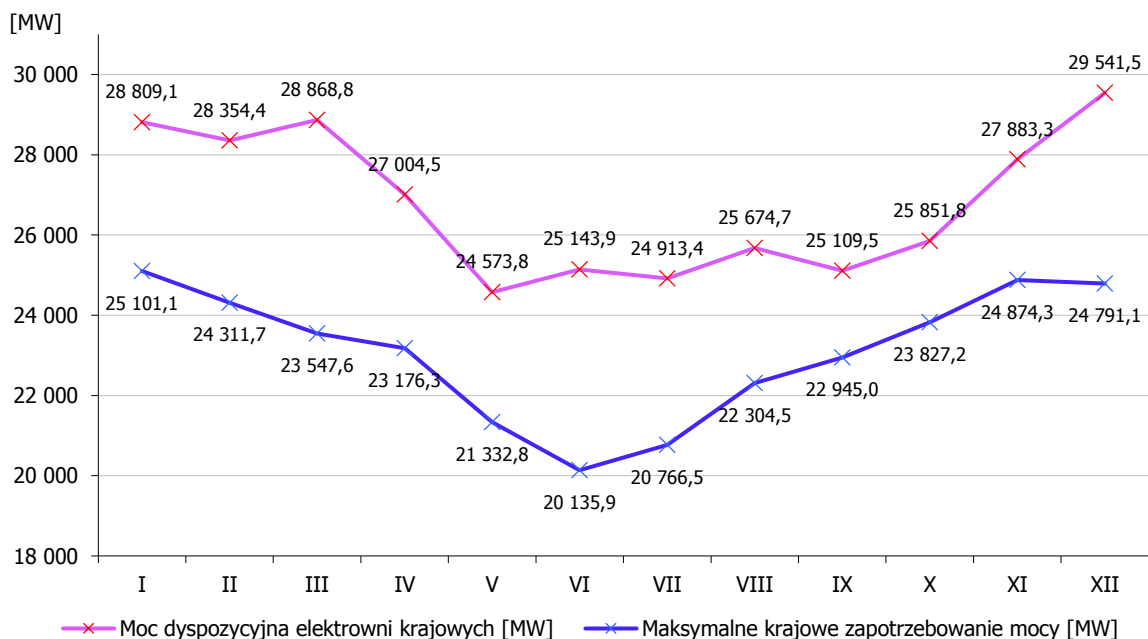
Rozważenia wymaga również wprowadzenie przez ustawodawcę przepisów dotyczących obowiązku stosowania przez OSD własnego znaku graficznego, nazwy oraz innych elementów w zakresie komunikacji i marki, które nie będą powodować nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, zajmującego się obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną. Z dotychczasowej praktyki wynika, że takie same logo OSD oraz podobna nazwa w odniesieniu do spółki obrotu wchodzącej w skład tej samej co OSD grupy kapitałowej, wprowadzają odbiorców w błąd odnośnie niezależności OSD. Taki zabieg wizualny premiuje spółkę obrotu z grupy kapitałowej OSD, poprzez sugerowanie, że właśnie ten sprzedawca w najlepszym stopniu zapewni bezpieczeństwo dostaw energii.

3.3. Bezpieczeństwo dostaw

3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

W ramach obowiązku 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 2015 r., co zostało przedstawione na rysunku poniżej.

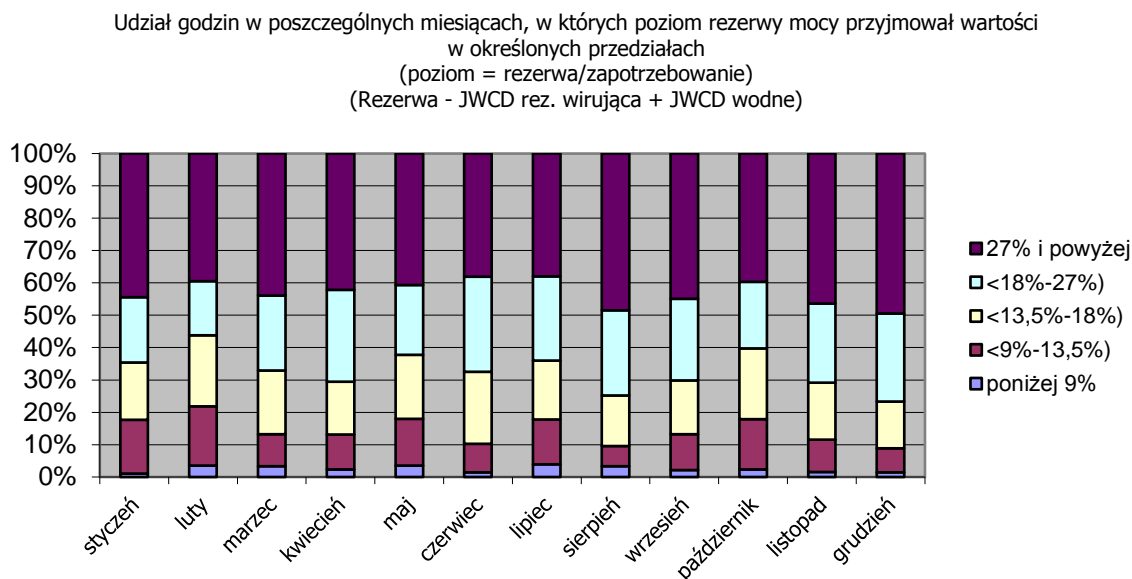
Rysunek 15. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu dla 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

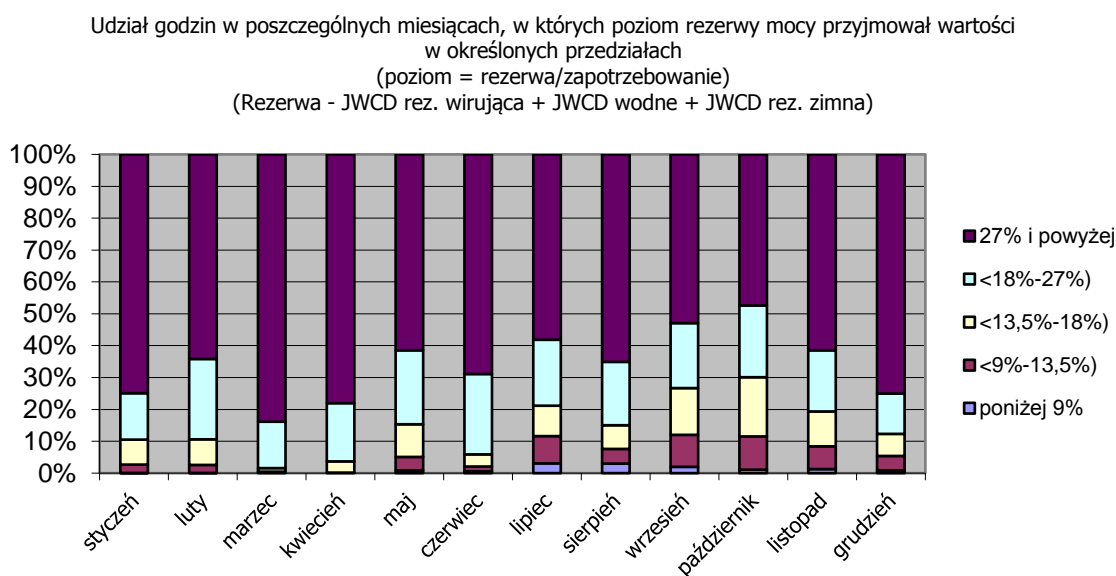
Na rys. 16 oraz 17 przedstawiono procentowy udział godzin w miesiącu, w których rezerwa mocy odniesiona do wielkości zapotrzebowania osiągała poziomy w określonych przedziałach m.in. do wielkości referencyjnej ustalonej w IRiESP na poziomie 9%. Na rys. 16 przedstawione zostały poziomy rezerwy wyliczonej jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy JWCD wodnych, natomiast na rys. 17 – jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych.

Rysunek 16. 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 17. 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 7. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy (uwzględniająca rezerwę zimną) w 2015 r. w szczytach porannych i wieczornych (na podstawie raportów dobowych PSE SA ze wszystkich dni roku)

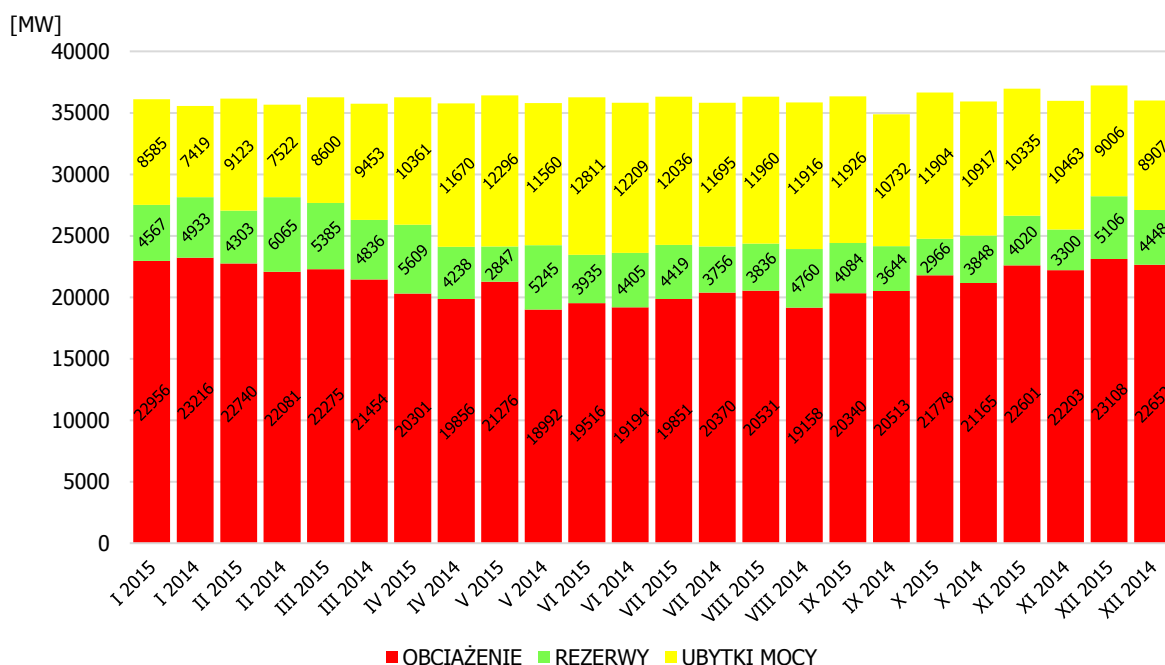
	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	748	3,49	1 182	5,21
max	17 716	126,99	15 971	103,07

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na rys. 18 porównane zostały średnie miesięczne wartości (odpowiadające szczytom wieczornym z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy 2014 r. i 2015 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2015 r. średni poziom rezerwy w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia kształtował się na poziomie porównywalnym z 2014 r., przy czym największe różnice wskazujące na znaczący spadek tego współczynnika w odniesieniu do danych referencyjnych z roku 2014 wystąpiły w miesiącach: maj oraz sierpień 2015 r. (co odpowiada wystąpieniu sytuacji wprowadzenia ograniczeń w odbiorze energii elektrycznej w szczególności w 33 tygodniu 2015 r. – „20” stopień zasilania i kontynuacja zasilania w stopniach od „11” do „16” w tym tygodniu). Największy wzrost średniego poziomu rezerw w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia w porównaniu do okresu referencyjnego sprzed roku miał miejsce w miesiącu kwietniu 2015 r. Bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 18 można zauważyć, że w 2015 r. średnia wartość ubytków mocy była nieznacznie większa w porównaniu z okresem roku 2014, za wyjątkiem sezonów: marzec-kwiecień oraz listopad-grudzień.

W ujęciu średniorocznym w 2015 r. w porównaniu z 2014 r. wystąpiły zauważalne spadki rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

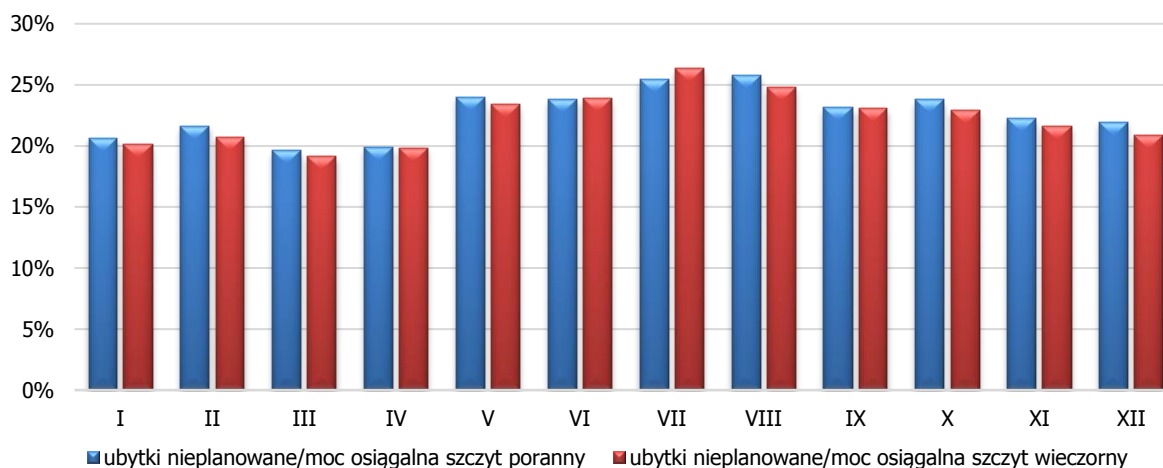
Rysunek 18. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2015 r. i w 2014 r. (na podstawie średnich miesięcznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Nieplanowane ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone a największe różnice nie przekroczyły 1% (w ramach nieplanowanych ubytków mocy uwzględniono ubytki spowodowane remontami bieżącymi i awaryjnymi, ponadto eksploatacyjne, ciepłownicze oraz ubytki ze względu na warunki pracy sieci – bez remontów o charakterze długoterminowym).

Rysunek 19. Ubytki mocy (nieplanowane) odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2015 r.

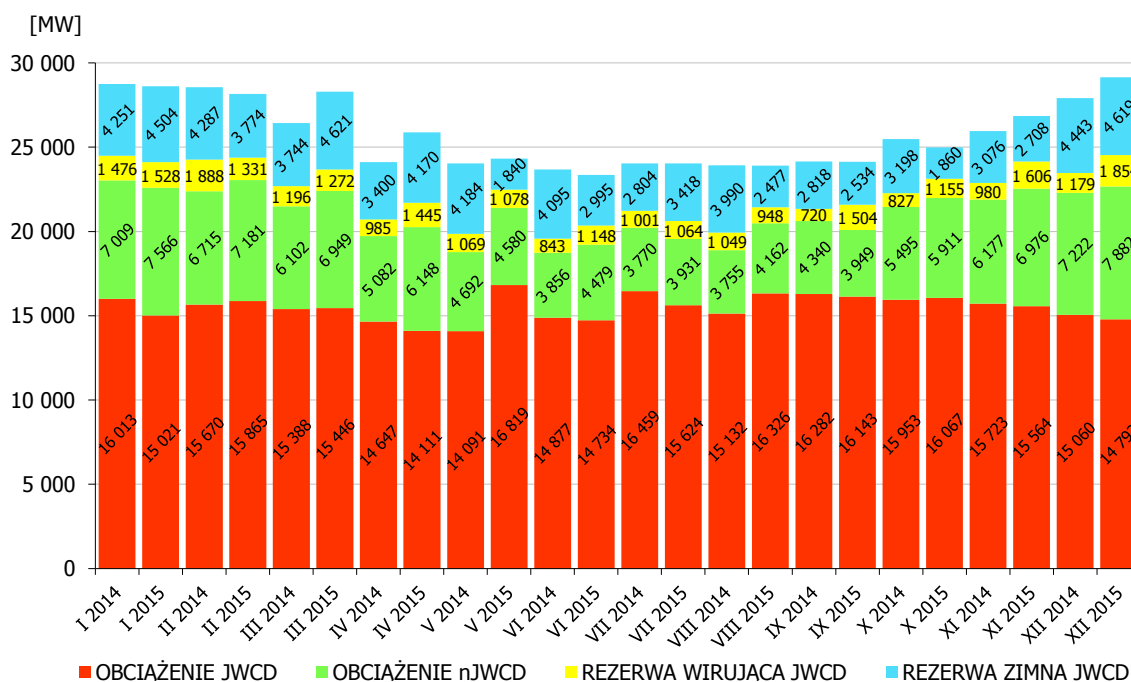


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Największe ubytki mocy (nieplanowane) w odniesieniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w okresie letnim (czerwiec-sierpień 2015 r.) osiągając jednocześnie ekstremum dla szczytu wieczornego w miesiącu lipcu 2015 r. przy wartości 49%.

Na rys. 20 przedstawiono dane z zakresu mocy dyspozycyjnej oraz rezerw mocy w elektrowniach krajowych w latach 2014–2015, z których wynika, że średnie roczne obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD), pozostało na poziomie porównywalnym jak w 2014 r., z kolei obciążenie nJWCD zwiększyło się znacznie w porównaniu z rokiem poprzednim o ponad 8,5%. 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: wzrósł z wartości 7,1% w 2014 r. do 8,5% w 2015 r., natomiast rezerwy zimnej zmalał z wartości 23,9% do 21,2%.

Rysunek 20. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2015 r. w odniesieniu do 2014 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

W świetle art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym od 30 października 2015 r., Prezes URE jest zobowiązany do gromadzenia informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach:

- a) gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego;
- b) biopaliw ciekłych, o których mowa w ustawie o biokomponentach i paliwach ciekłych – znajdujących się w obszarze zainteresowania UE i przekazywania ich do ministra właściwego do spraw energii, w terminie do 15 lipca roku sprawozdawczego, o którym mowa w rozporządzeniu 256/2014 w zakresie określonym w pkt 2-4 załącznika do tego rozporządzenia²⁰⁾.

Powyższy obowiązek wynika z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 z 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępującego rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 oraz uchylającego rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96, zwanego dalej „rozporządzeniem 256/2014” oraz rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1113/2014 z 16 października 2014 r. ustanawiającego format i szczegóły techniczne zgłoszenia, o którym mowa w art. 3 i 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 oraz uchylającego rozporządzenie Komisji (WE) nr 2386/96 i (UE, Euratom) nr 833/2010, zwanego dalej „rozporządzeniem 1113/2014”.

Natomiast zgodnie z art. 9t ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym od 30 października 2015 r., przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym w instalacjach odnawialnego źródła energii z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych, wykonują obowiązek określony w rozporządzeniu 256/2014, poprzez przekazanie Prezesowi URE informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej, w zakresie określonym w pkt 2 lub 3 załącznika do tego rozporządzenia²¹⁾. Z kolei art. 30 ust. 2a ustawy o biopaliwach stanowi, że producenci i podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE informacji dotyczących infrastruktury energetycznej służącej do wytwarzania biopaliw ciekłych, w zakresie instalacji, które mogą produkować lub rafinować biopaliwa ciekłe.

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował 5 maja 2015 r. Informację nr 19/2015 w sprawie gromadzenia informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej oraz poinformował przedsiębiorstwa energetyczne o obowiązku przesyłania informacji

²⁰⁾ Obecna treść art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne wynika z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonych ustawą z 11 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1618), która dokonała zmiany ww. przepisu z dniem 30 października 2015 r. oraz ustawą z 19 listopada 2015 r. o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1960) zmieniającą ww. przepis z dniem 27 listopada 2015 r. Treść art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne obowiązująca do 29 października 2015 r.: „Do zakresu działania Prezesa URE należy gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach:

- a) gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego;
- b) biopaliw ciekłych, o których mowa w ustawie o biokomponentach i paliwach ciekłych – znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do ministra właściwego do spraw gospodarki, w terminie do 15 lipca roku sprawozdawczego, o którym mowa w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 w zakresie określonym w pkt 2 – 4 załącznika do powyższego rozporządzenia.”.

²¹⁾ Obecna treść art. 9t ustawy – Prawo energetyczne wynika z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonej ustawą OZE, zmieniającą ww. przepis z dniem 4 maja 2015 r. oraz ustawą z 11 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1618), zmieniającą ww. przepis z dniem 30 października 2015 r.

Treść art. 9t ustawy – Prawo energetyczne obowiązująca do 29 października 2015 r.: „Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym w instalacjach odnawialnego źródła energii z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, przesyłaniem energii elektrycznej lub paliw gazowych, magazynowaniem paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego oraz podmioty realizujące lub planujące realizację projektów inwestycyjnych wykonują obowiązek określony w rozporządzeniu Rady (UE, EURATOM) nr 617/2010 poprzez przekazanie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji dotyczących infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej, w zakresie określonym w pkt 2 lub 3 załącznika do tego rozporządzenia.”.

dotyczących infrastruktury energetycznej w zakresie określonym w rozporządzeniu 256/2014 według wzorca określonego w załączniku do rozporządzenia 1113/2014²²⁾.

Dodatkowo, Prezes URE skierował 10 czerwca 2015 r. osobne pisma do czterech przedsiębiorstw energetycznych, wzywające do przekazania informacji dotyczących istniejącej, planowanej i będącej w budowie infrastruktury energetycznej w zakresie jednostek wytwórczych w elektrowniach ciepłych, których moc zainstalowana (moc generatorów) jest większa lub równa 100 MWe.

Z informacji uzyskanych od przedsiębiorstw energetycznych posiadających jednostki wytwórcze w elektrowniach ciepłych, których moc zainstalowana jest większa lub równa 100 MWe wg stanu na 31 marca 2015 r. wynikało, że w budowie jest ponad 2 500 MW. Z kolei moc dodatkowych składników infrastruktury, które mają zostać oddane do eksploatacji w latach 2015–2020 wynosiła ponad 2 600 MW. Natomiast instalacje, które zostaną wycofane z eksploatacji w latach 2015–2020 posiadają moc ponad 2 900 MW.

Po dokonaniu analizy zgromadzonych danych, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne, zostały one przekazane pismem z 13 lipca 2015 r. do Ministra Gospodarki, który jest organem odpowiedzialnym za przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji dotyczących infrastruktury energetycznej, o których mowa w rozporządzeniu 256/2014.

Dodatkowo, monitorowanie przez Prezesa URE inwestycji w zdolności wytwórcze opiera się na 15-letnich planach inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, przekazywanych Prezesowi URE co 2 lata (zgodnie z aktualnymi przepisami ustawy – Prawo energetyczne) przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW. Ostatnie badanie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej Prezes URE przeprowadził w 2014 r., a jego wyniki zostały szczegółowo opisane w Raporcie Krajowym 2015. Kolejne badanie zostanie przeprowadzone w 2016 r.

Projekty inwestycyjne związane z połączeniami transgranicznymi

Projekty inwestycyjne związane z połączeniami transgranicznymi uwzględnione w planie rozwoju PSE SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025

Modernizacja i rozbudowa SE 400/220 kV Krajnik
 Modernizacja i rozbudowa SE 400/220/110 kV Mikułowa
 Budowa linii 400 kV Kozienice – Siedlce Ujrzanów
 Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice
 Budowa linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów
 Rozbudowa SE 400/220 kV Stanisławów
 Rozbudowa SE 400/220/110 kV Ostrołęka
 Budowa linii 400 kV Ostrołęka – Olsztyn Mątki
 Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki

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

3.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom 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

²²⁾ Niezależnie od przepisów ustawy – Prawo energetyczne obowiązujących do 29 października 2015 r. należy mieć na uwadze, że rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 ma zasięg ogólny, wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich Państwach Członkowskich. W konsekwencji powyższego przyjęto, że szczegółowy zakres informacji, które powinny zostać przekazane Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, określony został w rozporządzeniu 256/2014.

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.

W pozostałym zakresie środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom 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

Na terytorium Polski funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2015 r. zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP Gaz-System S.A., na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 31 grudnia 2030 r. Spółka prowadzi swoją działalność w oparciu o koncesję na przesyłanie paliw gazowych obowiązującą do 31 grudnia 2030 r.

OGP Gaz-System S.A. pełni ponadto funkcję operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A. posiadająca koncesję na przesyłanie paliw gazowych. Operatorstwo na odcinku gazociągu tranzytowego wykonywane jest przez OSP w modelu niezależnego operatora systemu na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej z urzędu OGP Gaz-System S.A. jako OSP na okres do 31 grudnia 2025 r.

27 listopada 2015 r. wraz z wejściem w życie ustawy o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw²³⁾, w tym w ustawie – Prawo energetyczne, nastąpiła zmiana podmiotu wykonującego uprawnienia Skarbu Państwa, jako jedyne akcjonariusza tej spółki. Dotychczas uprawnienia te wykonywał minister właściwy do spraw gospodarki, natomiast zgodnie z nowym brzmieniem art. 12a ustawy – Prawo energetyczne, obecnie wykonuje je Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

²³⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 1960.

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. Szczegółowe informacje na temat procedury certyfikacji zostały zawarte w Raporcie Krajowym 2015.

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).

Proces certyfikacji OGP Gaz-System S.A. w modelu OU został zakończony w 2014 r. Na podstawie informacji i dokumentów zgromadzonych w toku postępowania oraz uwzględniając opinię Komisji Europejskiej, Prezes URE decyzją z 22 września 2014 r. przyznał spółce certyfikat niezależności w związku z wykonywaniem przez nią funkcji OSP na sieciach własnych.

W 2015 r. Prezes URE kontynuował natomiast postępowanie administracyjne w sprawie przyznania OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu jamalskiego stanowiącego własność SGT EuRoPol GAZ S.A. Wniosek w tej sprawie został złożony przez OGP Gaz-System S.A. w marcu 2014 r.

W powyższej sprawie Komisja Europejska we wrześniu 2014 r. wydała opinię, w której stanęła 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. Prezes URE, mając na uwadze art. 3 ust. 2 rozporządzenia 715/2009, uwzględnił powyższą rekomendację KE i zwrócił się do Ministra Spraw Zagranicznych o wydanie opinii wskazanej w art. 9h² ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Zmieniony projekt decyzji uwzględniający analizę wpływu przyznania OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego w UE został przesłany do Komisji Europejskiej w styczniu 2015 r.

19 marca 2015 r. Komisja Europejska, działając na podstawie art. 3 ust. 1 rozporządzenia 715/2009 i art. 10 ust. 6 oraz art. 11 ust. 6 dyrektywy 2009/73/WE wydała drugą opinię w sprawie certyfikacji OGP Gaz-System S.A. w modelu ISO. Zostały w niej zawarte uwagi dotyczące eksploatacji tłoczni gazu i stacji pomiarowych, planowania sieci oraz inwestycji, wyznaczania zdolności przesyłowych, dostępu do informacji poufnych oraz zastosowania art. 11 dyrektywy 2009/73/WE.

Prezes URE po uzupełnieniu materiału dowodowego i przeprowadzeniu kolejnych analiz, decyzją z 19 maja 2015 r. przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat niezależności w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

W toku powyższego postępowania Komisja Europejska wydała dwie opinie, formułując zalecenia, które w najwyższym stopniu powinny być uwzględnione przez krajowy organ regulacyjny. Komisja Europejska poruszyła w szczególności kwestie bieżącej eksploatacji tłoczni gazu i stacji pomiarowych zlokalizowanych na polskim odcinku gazociągu jamalskiego oraz zobowiązała Prezesa URE do dokonania oceny, czy udzielenie OGP Gaz-System S.A. certyfikacji nie stworzy zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych do Polski i innych państw UE.

Prezes URE dokonał takiej oceny i ustalił, że przyznanie OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu ISO nie spowoduje zagrożenia bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Co więcej, wnioski płynące z analizy zebranego materiału pozwalają na jednoznaczne stwierdzenie, że przyznanie temu operatorowi certyfikatu niezależności w modelu ISO wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do Polski i innych państw UE.

Ponadto, mając na uwadze opinię Komisji Europejskiej, Prezes URE w wydanej decyzji zalecił OGP Gaz-System S.A. przejście w terminie 24 miesięcy od dnia uprawomocnienia się ww. decyzji, realizacji zadań w zakresie bieżącej eksploatacji tłoczni gazu i stacji pomiarowych znajdujących się na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

Decyzja w sprawie powyższej certyfikacji wraz z opiniami Komisji Europejskiej zostały ogłoszone w Biuletynie URE.

Zasady unbundlingu określone w ustawie – Prawo energetyczne

Ustawa – Prawo energetyczne określa zasady unbundlingu OSP, OSD oraz OSM. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej, działalności dystrybucyjnej i działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego.

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 którym mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2.

Zakres działalności, którą może wykonywać OSP gazowy uregulowano w art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z:

- 1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo
- 2) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Ponadto, jak stanowi art. 9d ust. 1a ww. ustawy w celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może:

- 1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony;
- 2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną;
- 3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

Prezes URE w toku postępowań o przyznanie OSP certyfikatu spełniania kryteriów niezależności prowadzonych w latach 2014–2015 dokonywał analizy, czy powyższe warunki i kryteria niezależności są przez OSP spełniane.

Ustawa reguluje również zakres niezależności operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. Zgodnie z art. 9d ust. 1d tej ustawy OSD będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej. Ponadto w celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie;
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania;
- 3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej;
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora

systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ww. ustawy).

Co więcej, jak stanowi art. 9d ust. 1h ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

W ustawie przewidziano również zakres zwolnień z obowiązków unbundlingu dla OSD gazowych. Zgodnie z art. 9d ust. 7 ww. ustawy obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m³, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, obsługującego mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

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 2015 r. działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych wykonywało 52 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 51 przedsiębiorstw energetycznych wykonywało funkcje OSD o charakterze lokalnym.

Operator systemu magazynowania

W 2015 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 2015 r. OSM Sp. z o.o. wykonywał swoje zadania w odniesieniu do następujących

instalacji magazynowych KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo.

Operatorzy systemu skraplania gazu ziemnego

Według stanu na 31 grudnia 2015 r. operatorami systemu skraplania gazu ziemnego było pięć podmiotów: PSG Sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNiG S.A. oraz Barter S.A.

Programy zgodności

Podstawa prawna obowiązku opracowania przez operatorów Programów Zgodności została opisana w rozdziale 3.1.1.

W 2015 r. zobowiązanymi do opracowania programów zgodności w sektorze gazu ziemnego byli: operator systemu magazynowania (OSM Sp. z o.o.) i operator systemu dystrybucyjnego (Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.). Są to spółki zależne do PGNiG S.A. Programy Zgodności ww. przedsiębiorstw zostały zatwierdzone przez Prezesa URE – w drodze decyzji. OGP Gaz-System S.A., jako spółka będąca w 100% własnością Skarbu Państwa, nie jest zobowiązana do opracowania takiego programu.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, odpowiedzialnym za realizację obowiązków sprawozdawczych w zakresie Programów Zgodności jest Inspektor ds. Zgodności. Do zadań Inspektora ds. Zgodności należy m.in. sporządzenie i przesłanie Prezesowi URE sprawozdania z realizacji Programu Zgodności. Zarówno OSD jak i w OSM wykonały obowiązki sprawozdawcze w terminie wynikającym z obowiązujących przepisów, tj. do 31 marca 2016 r. Przesłane sprawozdania zostały opublikowane przez Prezesa URE w Biuletynie URE oraz na stronie internetowej urzędu.

W 2015 r. nie stwierdzono przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Nie wpłynęły również skargi dotyczące stosowania postanowień Programu Zgodności, jak i zawiadomienia o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

Zasady bilansowania systemu

Zgodnie z obowiązującą w Polsce regulacją, bilansowanie systemu gazowego w krajowym systemie gazowym jest realizowane przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania paliw gazowych. OSP odpowiada za bilansowanie zarówno w systemie przesyłowym, jak i w przyłączonych do niego systemach dystrybucyjnych. Bilansowanie handlowe, realizowane przez operatora systemu przesyłowego oparte jest na zasadzie rozliczenia dobowego poszczególnych użytkowników systemu.

W skład obszaru bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego wchodzi obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP_{WM}) oraz obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSP_{ZA}). Ponadto gazociąg Jamał-Europa Zachodnia stanowi odrębny obszar bilansowania gazu wysokometanowego (tzw. system gazociągów tranzytowych – SGT). Obszar bilansowania KSP_{WM} oraz obszar bilansowania SGT są w chwili obecnej połączone międzysystemowym punktem wirtualnym, tzw. Punktem Wzajemnego Połączenia (PWP), w którego skład wchodzi dwa punkty fizyczne. Obszary te mają również punkty połączeń transgranicznych. Natomiast obszar bilansowania gazu zaazotowanego nie posiada punktów połączenia z pozostałymi obszarami bilansowania oraz nie posiada punktów połączeń transgranicznych. Jest to obszar, który zasilany jest wyłącznie z krajowych kopalń gazu. Operator systemu przesyłowego prowadzi działalność w zakresie bilansowania systemu za pomocą zakupu/sprzedazy standardowych produktów krótkoterminowych za pośrednictwem giełdy gazu lub rynku usług bilansujących.

Zasady bilansowania we wszystkich ww. obszarach bilansowania są zgodne z kodeksem sieci dot. bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (BAL). W każdym z tych obszarów zostały wprowadzone środki przejściowe, zatwierdzone przez Prezesa URE do 30 września 2016 r. (z możliwością przedłużenia tego terminu na uzasadniony wniosek operatora). W ramach obszaru bilansowania KSP_{WM} jako środki tymczasowe stosuje się platformę rynku bilansującego oraz tolerancję niezbilansowania (na poziomie 5%). Natomiast w ramach obszaru bilansowania SGT oraz obszaru bilansowania gazu zaazotowanego wprowadzono środki tymczasowe w postaci platformy rynku bilansującego oraz tymczasowej opłaty

za niezbilansowanie. Tymczasowa opłata za niezbilansowanie jest obliczana w oparciu o mechanizm cen krańcowych, odmiennie dla obszaru bilansowania SGT oraz obszaru bilansowania gazu zaazotowanego.

Od 1 października 2015 r. operator wprowadził mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących. Przewidziano trzy etapy wdrożenia opłaty z tytułu neutralności bilansowania, przy czym za pierwszy rok gazowy, przypadający od 1 października 2015 r. do 30 września 2016 r., opłata z tytułu neutralności bilansowania wynosi 0. Opłata uiszczana lub pobierana w następnym roku gazowym zostanie skalkulowana miesięcznie z uwzględnieniem wyniku na działalności bilansowania za okres od 1 października 2015 r. do 30 września 2016 r. oraz wyników bieżących.

Ponadto, korzystając z możliwości przewidzianych przez przepisy kodeksu BAL, decyzją z 5 października 2015 r. Prezes URE wyraził zgodę w zakresie możliwości przeprowadzania przez OSP działań bilansujących poprzez zakup/sprzedaż gazu na sąsiadującym obszarze bilansowania GASPOOL (na giełdzie EEX) oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania.

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 przyłączania 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 realizacji 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 gazowego²⁴⁾. Zgodnie z rozporządzeniem paliwa gazowe dostarczane przez przedsiębiorstwa gazownicze, powinny spełniać odpowiednie parametry

²⁴⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 1059.

jakościowe. Jednocześnie, rozporządzenie nakłada na OSP i OSD obowiązek przeprowadzania badań poszczególnych parametrów jakościowych. Parametry paliw gazowych określone zostały w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz odpowiednich Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych. Prezes URE w tym zakresie w ramach planów rozwoju monitoruje również liczbę punktów w sieciach gazowych, w których dokonywane są pomiary parametrów jakościowych gazu.

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 zgodności²⁵⁾. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości, przedsiębiorstwo energetyczne pokrywa koszty badań, a także na własny koszt dokonuje korekty opłat 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 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.

W przypadku operatora systemu przesyłowego, kontrola w zakresie standardów bezpieczeństwa i niezawodności dostaw oraz standardów jakościowych, odbywa 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.

Tabela 8. Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu na sieci przesyłowej w 2015 r.

	liczba	Przerwy i ograniczenia			
		czas trwania [min]	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas [min./odb]	ilość niedostarczonego paliwa [mln m ³]
Awarie	30	2 395	1	2 395	0,0388
Prowadzone prace planowe	45	1 064 526	b.d.	23 656	b.d.
Ograniczenia	0	-	-	-	-

Źródło: URE.

²⁵⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 655.

W 2015 r. OGP Gaz-System S.A. odnotował 30 awarii powodujących przerwy i ograniczenia w dostawie gazu przez 2 395 min. do jednego podmiotu. Średni czas przerw w dostawie paliwa podczas awarii wynosił 2 395 min./odb., ilość niedostarczonego paliwa do odbiorców wynosiła 0,038 mln m³. Operator wykonał 45 prac planowanych o łącznym czasie przerw i ograniczeń wynoszącym 1 064 526 min. i średnim czasie przerw podczas prowadzonych prac planowanych wynoszącym 23 656 min./odb.

W odniesieniu do 2014 r. czas przerw i ograniczeń w dostawie gazu z powodu awarii utrzymany został na podobnym poziomie (w 2014 r. – 2 190 min.), jednocześnie znacząco zredukowana została liczba awarii w stosunku do zeszłego roku (o 18 awarii), a liczba podmiotów, których objęły ograniczenia i przerwy w dostawie gazu podczas awarii spadła o trzech odbiorców.

Ponadto w odniesieniu do 2014 r. znacząco zredukowana została liczba prac planowanych z 77 do 45, natomiast zwiększeniu uległ czas trwania przerw i ograniczeń w dostawie gazu do odbiorców podczas prac planowanych o 315 876 min.

W 2015 r. przerwy w dostawie dotyczyły jednego odbiorcy zamawiającego usługę przesyłową. Przerwy i ograniczenia wystąpiły w 5 przypadkach na 30 awarii. Porównując przedstawione powyżej dane z danymi z wcześniejszych okresów, zauważyć należy, że liczba odnotowanych awarii na sieci przesyłowej zmalała o ponad jedną trzecią. Należy także odnotować istotny fakt braku w 2015 r. ograniczeń w dostawach gazu. Ponadto liczba przerw z tytułu prowadzonych przez Gaz-System prac planowych, w porównaniu do roku 2014 r., była prawie siedmiokrotnie wyższa. Jednakże w wyniku prowadzonych przez OSP prac inwestycyjnych zmniejszyła się liczba awarii, co może wynikać z zakresu prowadzonych prac.

Niewystarczający stan rozwoju sieci przesyłowej przekłada się na problemy z zapewnieniem dostaw do odbiorców, ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnych. Powoduje to konieczność zawierania 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 wyniósł w 2015 r. 2 395 min./odb. Odnotować należy, że czas ten był ponad czterokrotnie dłuższy niż w 2014 r.

Tabela 9. Przerwy w dostawach paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w 2015 r.

Rok	Przerwy z tytułu					
	awarii			prowadzonych prac planowych		
	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas
	[min.]	[szt.]	[min./odb.]	[min.]	[szt.]	[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
2015	25 227 170,40	78 141	322,84	22 990 615,20	81 840	280,92

Źródło: URE.

W 2015 r. Prezes URE monitorował czas potrzebny przedsiębiorstwom do realizacji przyłączeń do sieci gazowej. Informacje o realizacji w 2015 r. przyłączeń do sieci gazowej Gaz-System S.A. oraz operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy podlegali obowiązkowi prawnego wydzielenia przedstawiono w poniższej tabeli. W przypadku OSD liczba zrealizowanych przyłączy nie jest równa liczbie przyłączonych nowych odbiorców (72 529), ze względu na przyłączenia budynków wielorodzinnych.

Tabela 10. Informacje o realizacji przyłążeń do sieci gazowej w 2015 r.

	Liczba zrealizowanych przyłążeń do sieci	Liczba przyłążeń do sieci zrealizowanych na zasadach pełnej odpłatności	Liczba przyłążeń zrealizowanych po wcześniejszej odmowie
OGP Gaz-System SA	9	6	0
Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych*	38572	2	11

* Operatorzy systemów dystrybucyjnych objęci obowiązkiem prawnego wydzielenia.

Źródło: URE.

Przedstawione w tabeli informacje, wskazują na dużą liczbę zrealizowanych przez OSD oraz OSP w 2015 r. przyłążeń 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 przesyłania);
- 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 obligatoryjnego obowiązku powiadamiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej²⁶⁾. 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 2015 r. do URE wpłynęły zawiadomienia przedsiębiorstw gazowniczych informujące o wydaniu 7 006 odmów przyłączenia do sieci gazowej. Przypadki takie są przedmiotem monitorowania ze strony regulatora.

Tabela 11. Liczba odmów przyłączenia do sieci gazowej

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Liczba odmów w 2015 r.
1	OGP Gaz-System S.A.	3
2	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	7 003
	RAZEM	7 006

Źródło: URE.

Przedstawione w powyższej tabeli informacje, wskazują na trzy przypadki 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 nieujęciem 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 obligatoryjnego 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 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

²⁶⁾ 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”.

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

Podmiotem realizującym zadania przypisane OSM jest spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. W 2015 r. funkcje operatorskie były przez OSM realizowane przy wykorzystaniu zdolności magazynowych w Grupie Instalacji Magazynowej Kawerna obejmującej rozbudowane instalacje magazynowe KPMG Kosakowo i KMPG Mogilno (GIM Kawerna), w Grupie Instalacji Magazynowej Sanok obejmującej rozbudowany magazyn PMG Husów, oraz magazyny PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica (GIM Sanok) oraz w magazynie PMG Wierzchowice. Suma pojemności czynnych wszystkich instalacji magazynowych OSM w 2015 r. wyniosła ok. 2,795 mld m³ (ponad 31 TWh).

Zasady i procedury udostępniania zdolności magazynowych określa Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania (RUŚM). W 2015 r. OSM otrzymał pięć wniosków o zawarcie umów o świadczenie usług magazynowania w celach handlowych, w tym jeden wniosek został złożony przez OSP. Należy podkreślić, że zdolności magazynowe zostały przydzielone wszystkim wnioskodawcom zgodnie ze zgłoszonym przez nich zapotrzebowaniem. Natomiast OSM nie otrzymał żadnego wniosku, którego celem byłoby utworzenie i utrzymywanie zapasów obowiązkowych. Wnioski, które wpłynęły do OSM nie objęły całości zdolności magazynowych oferowanych przez operatora. Nie została wykorzystana usługa przerywana w GIM Sanok z możliwością rozpoczęcia świadczenia w roku magazynowym 2015/2016 oraz usługa przerywana w PMG Wierzchowice, a także usługa ciągła w GIM Kawerna z możliwością rozpoczęcia świadczenia w roku magazynowym 2016/2017. Usługi długoterminowe oferowane w 2015 r. były zamawiane wyłącznie na okres jednego roku magazynowego. W chwili obecnej maksymalny okres, na jaki może zostać zamówiona usługa długoterminowa, wynosi 4 lata magazynowe. Usługi krótkoterminowe były świadczone wyłącznie z wykorzystaniem GIM Kawerna. W ramach usług krótkoterminowych OSM udostępniał podmiotom trzecim 598 GWh pojemności magazynowej na warunkach przerywanych. W 2015 r. OSM nie odnotował jednak żadnego wniosku o świadczenie takiej usługi.

OSM na bieżąco ocenia poziom wykorzystywania zamówionych zdolności magazynowych poprzez użycie instrumentów służących zarządzaniu ograniczeniami. Dzięki temu udostępniano niewykorzystane nominalne moce odbioru i nominalne moce zatłaczania w ramach dobowej usługi magazynowania, świadczonej na warunkach przerywanych. Analizując wykorzystanie zamówionych zdolności magazynowych, OSM weryfikuje stopień ich wykorzystywania, jednakże, w przypadku wykorzystania na poziomie niższym niż 70% zastrzega sobie prawo do ich redukcji i zaoferowania innym uczestnikom rynku. W 2015 r. zarezerwowane instalacje magazynowe były w pełni wykorzystywane. Istnieje również możliwość zbycia zdolności magazynowych na rynku wtórnym. Organizatorem obrotu jest OSM. Należy jednak zaznaczyć, że w 2015 r. nie wpłynął żaden wniosek o zbycie zamówionych zdolności magazynowych, a zatem nie dokonano również żadnej transakcji, której przedmiotem byłoby zbycie tych zdolności.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych, OSM podaje do publicznej wiadomości m.in. informacje o zasadach i mechanizmach przydzielania zdolności magazynowych, w tym oferowanych usługach, zasadach zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz zasadach świadczenia tych usług (m.in. o zasadach nominacji, renominacji i alokacji). Powyższe zasady zostały zawarte w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowych, opublikowanym na stronie internetowej OSM (www.osm.pgnig.pl). Informacje o zakontraktowanej i dostępnej zdolności magazynowej oraz planowanych lub nieplanowanych ograniczeniach zdolności magazynowych także są publikowane przez OSM. Powyższe informacje podawane są również w języku angielskim.

Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

W 2015 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

Zgodnie z ustawą o zapasach, jeżeli w ocenie operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych działania, o których mowa w art. 50 (działania podejmowane przez 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, mające na celu przeciwdziałanie zagrożeniu wynikającemu z wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do systemu gazowego lub nieprzewidzianego wzrostu jego zużycia przez odbiorców, w szczególności działania określone w procedurach, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach) i art. 52 (uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez operatora systemu przesyłowego gazowego po uzyskaniu zgody ministra właściwego do spraw gospodarki – obecnie ministra właściwego do spraw energii) te same ustawy, nie spowodują przywrócenia stanu bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego, operator ten, z własnej inicjatywy lub na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, zgłasza ministrowi właściwemu do spraw gospodarki potrzebę wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach. Ograniczenia maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego mogą zostać wprowadzone w przypadku: 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 gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa osób, zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych lub konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego mogą być wprowadzone przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców oraz okres, na jaki będą wprowadzane te ograniczenia.

Operatorzy systemów przesyłowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Plany te określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do sieci, dla poszczególnych stopni zasilania (w stopniach od 2 do 10). Podmioty zobowiązane do sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych.

Plany wprowadzania ograniczeń są corocznie aktualizowane i przedkładane, do 15 listopada danego roku, do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego²⁷⁾, ograniczeniami objęci są odbiorcy, spełniający łącznie następujące warunki: pobierający gaz ziemny w punkcie wyjścia z systemu gazowego, jeżeli suma mocy umownych określonych w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, dla tego punktu wyjścia wynosi co najmniej 417 m³/h i ujęci w planach wprowadzania ograniczeń. Ograniczenia wynikające z ww. planów nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych. W związku z wdrożeniem od 1 sierpnia 2014 r. – na mocy § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi²⁸⁾ – systemu rozliczeń

²⁷⁾ Dz. U. Nr 178, poz. 1252.

²⁸⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

opartego na jednostkach energii, plany ograniczeń opracowane są przez operatorów w jednostkach energii (kWh/h oraz kWh/dobę).

W okresie obowiązywania ograniczeń operator systemu przesyłowego gazowego:

- realizuje obowiązki związane z wprowadzaniem ograniczeń, przez ustalanie i podawanie do publicznej wiadomości stopni zasilania, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń;
- koordynuje działania przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym, innych operatorów systemów gazowych, operatorów systemów magazynowania gazu ziemnego, operatorów systemów skraplania gazu ziemnego w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu gazowego i realizacji ograniczeń wprowadzonych na podstawie ustawy o zapasach;
- dysponuje pełną mocą i pojemnością instalacji magazynowania gazu ziemnego oraz skraplania gazu ziemnego przyłączonych do systemu gazowego oraz uruchamia zapasy obowiązkowe gazu ziemnego.

W 2015 r. od obowiązanych operatorów wpłynęło 47 wniosków o zatwierdzenie planu ograniczeń na sezon 2015/2016. W tym zakresie Prezes URE w 2015 r. wydał 23 decyzje, przy czym plany ograniczeń o zasadniczym znaczeniu dla funkcjonowania systemu gazowego, tj. plan opracowany przez operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. oraz plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o., zostały zatwierdzone decyzjami z 29 grudnia 2015 r. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2015 r. i opracowane na sezon 2015/2016 zatwierdzone zostały w 2016 r.

W 2015 r. ograniczenia w poborze gazu ziemnego nie zostały wprowadzone przez Radę Ministrów do stosowania.

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego

Zgodnie z art. 24 ustawy o zapasach, w celu zapewnienia zaopatrzenia Rzeczypospolitej Polskiej w gaz ziemny oraz minimalizacji skutków zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego – przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom jest obowiązane do utrzymywania zapasów obowiązkowych 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.

Co istotne, wskazane wyżej przedsiębiorstwo podlega zwolnieniu z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, jeżeli liczba jego odbiorców nie jest większa niż 100 tys. i przywóz gazu ziemnego nie przekracza w ciągu roku kalendarzowego 100 mln m³. Zwolnienia dokonuje minister właściwy do spraw energii (przed 17 marca 2016 r. – minister właściwy do spraw gospodarki), na wniosek tego przedsiębiorstwa, w drodze decyzji, na czas określony lub do czasu zmiany stanu faktycznego będącego podstawą do zwolnienia z tego obowiązku.

Na mocy art. 25 ustawy o zapasach Prezes URE, w drodze decyzji, weryfikuje (art. 25 ust. 3) bądź ustala (art. 25 ust. 5) wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Weryfikacja wskazanych zapasów gazu ziemnego dotyczy przedsiębiorstw, które prowadzą już działalność w zakresie przywozu gazu w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, natomiast ich ustalenie odnosi się do podmiotów, które rozpoczynają działalność w zakresie przywozu gazu w celu jego dalszej odsprzedaży.

W pierwszym przypadku, wielkość obowiązkowych zapasów gazu ziemnego przedsiębiorstwo ustala na podstawie wielkości jego przywozu, w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, wynikających ze sporządzanych przez nie sprawozdań statystycznych. Informację o wielkościach zapasów ustalonych na podstawie realizowanego już przywozu przedsiębiorstwo zobowiązane jest przedłożyć Prezesowi URE do 15 maja danego roku.

Natomiast w przypadku drugim, wielkość zapasów obowiązkowych jest ustalana przez Prezesa URE:

- na okres od dnia rozpoczęcia przywozu do 30 września na podstawie deklaracji przedsiębiorstwa, dotyczącej planowanej wielkości przywozu;
- od 1 października do 30 września kolejnego roku na podstawie średniej ilości gazu przywiezionego w dotychczasowym okresie prowadzenia działalności.

W 2015 r. prowadzonych było 50 postępowań o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Spośród prowadzonych postępowań:

- 21 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy o zapasach;
- 27 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach;
- 2 umorzono.

Inne działania w zakresie monitorowania wdrażania środków zabezpieczających

Prezes URE monitorował w 2015 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

W 2015 r. informacje na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przekazało Prezesowi URE 46 przedsiębiorstw. Dodatkowo 2 przedsiębiorstwa przedstawiły ww. informacje, nie będąc do tego zobligowanymi.

- **informacji pozyskanych przez Prezesa URE w ramach badania ankietowego przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie realizacji zadań związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach**

Badaniem objęto 55 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą według stanu na 30 września 2015 r. Z otrzymanych od przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzi wynika, że w ocenianym okresie zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywało jedynie jedno przedsiębiorstwo, tj. PGNiG S.A.

- **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 2015 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 uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Informacje te są przekazywane codziennie, do godziny 10:00, i dotyczą poprzedniej doby. W 2015 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 gazowymi²⁹⁾.

²⁹⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

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 Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia.

Dotychczas w przepisach prawa nie została zaimplementowana przewidziana w przepisach Dyrektywy 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.

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 $\frac{1}{4}$ 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 $\frac{1}{4}$ 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 EuRoPol Gaz S.A. (przedsiębiorstwa zajmujące się dostarczaniem gazu), OSM Sp. z o.o. (przedsiębiorstwo świadczące usługi magazynowania) oraz PLNG S.A. (przedsiębiorstwo świadczące usługi w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, które w 2015 r. dokonało technicznego rozruchu instalacji).

W odniesieniu do OGP Gaz-System S.A. przez cały 2015 r. obowiązywała taryfa zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2014 r. zawierająca stawki opłat za wejście do i wyjście z systemu przesyłowego. Stawki te zostały ustalone dla gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego, w tym dodatkowo na wejściu do oraz wyjściu z podziemnych magazynów gazu w odniesieniu do gazu ziemnego wysokometanowego. Jak już wspomniano w poprzednim raporcie udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, operator ustalił na poziomie 90% zarówno dla gazu wysokometanowego, jak również dla gazu zaazotowanego, natomiast stawki opłat na wejściu do i wyjściu z magazynów stanowią 20% stawek opłat stałych na wejściu do i wyjściu z sieci przesyłowej. Jednocześnie w ww. taryfie wprowadzone zostały zapisy dostosowujące tę taryfę do przepisów rozporządzenia ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych.

17 grudnia 2015 r. zatwierdzono zmianę powyższej taryfy w zakresie bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, a także wydłużono okres jej obowiązywania do 30 czerwca 2016 r.

Podobnie jak w przypadku OGP Gaz-System S.A., również PSG Sp. z o.o. uzyskało akceptację taryfy przez Prezesa URE 17 grudnia 2014 r. Ww. przedsiębiorstwo podzielone na 6 obszarów dystrybucyjnych ujednoliciło kryteria kwalifikacji odbiorców usługi dystrybucji gazu wysokometanowego z tych obszarów przyłączonych do sieci o ciśnieniu w miejscu jego odbioru powyżej 0,5 MPa. Oprócz ww. zmiany Przedsiębiorstwo wprowadziło możliwość rozliczeń za świadczenie usług dystrybucji na warunkach szczególnych. Analogicznie do OGP Gaz-System S.A., Prezes URE 17 grudnia 2015 r. zaakceptował zmianę taryfy w zakresie ww. bonifikat dla odbiorców usług dystrybucji i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz dodatkowo zaakceptował możliwość uzyskania bonifikaty z tytułu poboru gazu nienawonionego, równoległe przedłużając okres jej obowiązywania.

W odniesieniu do Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. 21 maja 2015 r. zatwierdzona została kolejna taryfa, zmieniająca ofertę w zakresie usług magazynowania. Poszczególne instalacje magazynowe zostały połączone w grupy instalacji, tworząc tzw. GIM Kawerna oraz GIM Sanok,

natomiast PMG Wierzchowice pozostało w ofercie jako odrębna instalacja magazynowa. Rodzaje świadczonych usług nie uległy zmianie i tak zleceniodawca usługi magazynowania mógł zakupić pakiet, pakiet elastyczny, bądź usługę rozdzieloną. Podobnie przedstawia się kwestia warunków świadczenia usługi, czyli że jej realizacja mogła się odbywać na warunkach ciągłych, przerywanych zarówno w umowach długoterminowych, jak i krótkoterminowych z podziałem na umowy miesięczne, tygodniowe i dobowe.

Odbiorca korzystający z usługi magazynowania nie był zobligowany do zamawiania przepustowości na wejściu do i wyjściu z systemu przesyłowego oraz nie był rozliczany przez operatora systemu przesyłowego z tego tytułu, ponieważ Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. uwzględniła na podstawie kalkulacji taryfy koszty zakupu przepustowości.

Do kluczowych przedsiębiorstw sektora gazowego zaliczany jest także SGT EuRoPol Gaz S.A., wobec którego prowadzone były dwa postępowania administracyjne. Pierwsze, zakończone decyzją Prezesa URE z 16 października 2015 r., zmieniającą taryfę zatwierdzoną 17 grudnia 2014 r. w związku z obowiązkiem wdrożenia rozporządzenia w sprawie mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych. Ww. zmiana polegała na wprowadzeniu do taryfy zapisów umożliwiających świadczenie i rozliczanie usług kwartalnych i śróddziennych. Drugie postępowanie zakończyło się decyzją z 17 grudnia 2015 r. zatwierdzającą nową taryfę za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego, ustaloną na okres do 31 grudnia 2016 r.

4.1.4. Kwestie transgraniczne

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

1 listopada 2015 r. weszły w życie przepisy rozporządzenia Komisji (UE) 984/2013 z 14 października 2013 r., ustanawiającego kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu (tzw. kodeks CAM). Zasady te zostały częściowo wdrożone w instrukcjach OSP już w 2014 r., natomiast finalne dostosowanie tych instrukcji do treści kodeksu nastąpiło w marcu 2016 r.

Alokacja produktów z zakresu zdolności, do których należą produkty roczne, kwartalne, miesięczne, dzienne i śróddzienne, zarówno na zdolności ciągłe, jak i przerywane następuje w ramach procedury aukcji przeprowadzanej na wybranej przez OSP platformie aukcyjnej. W przypadku Polski są to przede wszystkim połączenia w punkcie Mallnow i Lasów z Niemcami oraz Cieszyn z Czechami, a także w miejscu połączenia obszaru bilansowania KSP_{WM} z gazociągami jamalskim w punkcie PWP. Analogiczna procedura alokacji jest stosowana do punktów połączeń z krajami trzecimi (tj. z Ukrainą i Białorusią). Aukcje produktów odbywają się na utworzonej przez operatora systemu przesyłowego platformie GSA (Gaz-System Aukcje). Na punktach PWP i Cieszyn odbywają się alokacje produktów powiązanych, natomiast na punktach połączeń transgranicznych z Niemcami oraz krajami trzecimi na zasadach niepowiązanych. OSP prowadzi rozmowy z operatorami niemieckimi i ukraińskim w celu pełnego wdrożenia kodeksu CAM, tj. umożliwienia oferowania produktów powiązanych.

W 2015 r. OGP Gaz-System S.A. współpracował z operatorem niemieckim Gascade w sprawie zasad alokacji konkurującej zdolności przesyłowej w punkcie połączenia międzysystemowego Mallnow. Porozumienie w tej sprawie pomiędzy operatorami nie zostało zawarte z powodu braku możliwości precyzyjnego określenia zależności pomiędzy dostępną przepustowością punktu Mallnow, a przepustowością innych punktów w systemie przesyłowym Gascade. Ze względu na brak tego porozumienia Prezes URE odmówił OSP udzielenia zgody na dokonanie alokacji konkurującej zdolności przesyłowej w punkcie Mallnow.

W zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi na połączeniach transgranicznych z krajami UE, stosowane są zasady określone w załączniku 1 do rozporządzenia 715/2009. Są to procedury nadsubskrypcji i wykupu (OS&BB), rezygnacji (surrender), oraz długoterminowego wykorzystaj lub strać (LT UIOLI). W marcu 2016 r. wdrożono też procedurę krótkoterminowego wykorzystaj lub strać (FDA UIOLI). Procedura ta będzie stosowana do punktów połączeń międzysystemowych z krajami UE, które zostaną określone w odrębnej decyzji Prezesa URE wydanej w 2016 r. z uwzględnieniem wyników raportu ACER dot. istniejących ograniczeń systemowych.

Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

Współpraca przy wdrażaniu kodeksów sieci

Prace nad zharmonizowanym wdrożeniem przepisów kodeksu CAM były prowadzone w całym 2015 r. w ramach prac regionu GRI SSE oraz projektów pilotażowych na połączeniu w Cieszynie z wykorzystaniem platformy do alokacji zdolności powiązanej GAZ SYSTEM Aukcje (GSA). Należy wspomnieć, że już w 2014 r. OGP Gaz-System S.A. utworzył platformę alokacyjną GSA. Platforma alokacyjna GSA jest oferowana do wykorzystania również innym OSP. W chwili obecnej na terytorium Unii Europejskiej funkcjonują trzy platformy rezerwacji przepustowości. Obok platformy GSA funkcjonuje platforma PRISMA utworzona przez operatorów z Europy Zachodniej oraz platforma Regional Booking Platform (RBP), uruchomiona przez węgierskiego OSP. W 2015 r. trwały intensywne prace przedstawicieli trzech platform, zaangażowanych OSP oraz regulatorów nad wypracowaniem wspólnych zasad współpracy wszystkich trzech platform. Do najistotniejszych zagadnień wymagających uzgodnienia, należały zasady stosowania zharmonizowanych standardów komunikacji elektronicznej platform z operatorami i uczestnikami rynku. Zewnętrzny konsultant przygotował opinię w zakresie zgodności funkcjonowania wszystkich platform z przepisami rozporządzenia CAM. Wyniki tej analizy zostały opublikowane na stronie internetowej ACER³⁰). Zgodnie z przygotowaną analizą, żadna z platform nie była dostosowana do przepisów CAM w pełnym zakresie. Z drugiej strony należy pokreślić, że brak zgodności miał charakter przejściowy, a platformy GSA i PRISMA zadeklarowały pełne wdrożenie przepisów rozporządzenia CAM do 1 listopada 2015 r.

W 2015 r. kontynuowana była dwustronna współpraca pomiędzy Urzędem Regulacji Energetyki a niemieckim regulatorem Bundesnetzagentur (BNetzA), w celu uzgodnienia sposobu wdrożenia przepisów rozporządzenia CAM. Przedmiotem konsultacji jest przede wszystkim dokonanie wyboru odpowiedniej platformy dla alokacji zdolności powiązanej w punktach połączeń międzysystemowych Mallnow i Lasów na granicy polsko-niemieckiej. Brak porozumienia w tej kwestii pomiędzy OGP Gaz-System S.A. a niemieckimi OSP ONTRAS Gastransport GmbH (połączenie w Lasowie), oraz Cascade Gastransport GmbH (połączenie w Mallnow), skutkowało tym, że zdolności przesyłowe w ww. połączeniach nadal są oferowane wyłącznie jako niepowiązane na dwóch różnych platformach (GSA i PRISMA).

W 2015 r., w ramach działań na rzecz zharmonizowanego wdrożenia przepisów rozporządzenia BAL, ACER we współpracy z ENTSO-G zorganizował w Budapeszcie warsztaty z uczestnikami rynku, celem prezentacji wstępnych wyników procesu monitorowania poziomu wdrożenia przepisów kodeksu, jak również przeprowadzenia dyskusji na temat różnych modeli implementacji kodeksu, oraz barier i problemów z nią związanych. W ramach warsztatów, w których wzięli udział przedstawiciele URE i OGP Gaz-System S.A., omawiano m.in. kwestie bilansowania operacyjnego, obowiązków informacyjnych, opłat za niezbilansowanie oraz neutralności finansowej OSP w zakresie działań bilansujących. Ponadto zgodnie z przepisami rozporządzenia BAL Prezes URE przesyłał do konsultacji z regulatorami sąsiadujących systemów, projekty rozstrzygnięć dotyczące sposobu wdrożenia tego kodeksu.

Współpraca ze Wspólnotą Energetyczną

Przedstawiciele URE w 2015 r. brali aktywny udział we współpracy ze Wspólnotą Energetyczną (EnC) w ramach struktur GRI SSE oraz relacji pomiędzy ACER i EnC. W 2015 r. URE brało udział w pracach w ramach struktur EnC oraz opiniowało dokumenty przygotowywane przez Wspólnotę, w tym m.in. dotyczące transgranicznej integracji rynków w regionie. W roku 2015 zainicjowano również projekt wdrażania kodeksu CAM na granicy Polski z Ukrainą.

Integracja systemów w ramach Grupy Wyszehradzkiej (V4)

W 2015 r., pod przewodnictwem Słowacji (I poł. 2015 r.) i Czech (II poł. 2015 r.), w ramach współpracy wyszehradzkiej kontynuowano prace nad wdrożeniem przyjętej w 2013 r. Mapy Drogowej

³⁰) *Capacity booking platforms assessment. Final report*, 15 września 2015 r., Baringa Partners LLP: http://www.acer-europa.eu/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Documents/Gas%20Capacity%20booking%20platforms%20assessment.pdf

w kierunku wspólnego regionalnego rynku gazu V4. Do głównych założeń dokumentu należy rozwój infrastruktury i połączeń między krajami V4, współpraca w zakresie fizycznej integracji rynku w regionie oraz w zakresie wdrażania kodeksów sieci. Polityczne wsparcie dla tego procesu i koordynacja działań między ministerstwami, krajowymi organami regulacyjnymi i operatorami sieci przesyłowych, jest zapewniona przez Forum V4 na rzecz integracji rynku gazu. W ramach tego forum odbywa się większość prac.

W czasie, gdy prezydencję w Grupie Wyszehradzkiej sprawowała Słowacja (tj. od 1 stycznia do 30 czerwca 2015 r.), priorytetami prac w ramach Forum V4 była 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.

W 2015 r. kontynuowano również projekt dotyczący oceny warunków wymaganych dla uzyskania koncesji w poszczególnych krajach regionu. Projekt ma na celu stworzenie podstaw dla harmonizacji zasad w zakresie udzielania koncesji w całym regionie V4. Republika Czeska objęła prezydencję w regionie V4 1 lipca 2015 r. Od tego momentu przyspieszeniu uległy prace w zakresie realizacji projektów infrastrukturalnych korytarza Północ-Południe, przeciwdziałania barierom integracji handlowej rynków gazu V4, oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w regionie.

Współpraca w kwestiach infrastrukturalnych

W 2015 r. współpraca Prezesa URE z innymi organami regulacyjnymi realizowana była również w odniesieniu do zadań wynikających z rozporządzenia 347/2013, w szczególności w zakresie prac nad wdrażaniem decyzji dotyczących realizacji projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania. 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.

18 listopada 2015 r. Komisja Europejska (KE), opublikowała drugą europejską listę projektów w sektorze gazu ziemnego, którym przyznany został status wspólnego zainteresowania (tzw. PCI – Project of Common Interest). Wśród projektów mających kluczowe znaczenie w integracji energetycznej po raz kolejny znalazły się strategiczne inwestycje polskiego OSP.

Projekty inwestycyjne OSP zostały poddane analizie i ocenie, a następnie uzyskały status priorytetowy w dwóch gazowych inicjatywach regionalnych:

Gazowe połączenia międzysystemowe Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Gas):

- połączenie międzysystemowe Polska – Czechy;
- zachodnia nitka Korytarza Północ-Południe w Polsce;
- połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja;
- wschodnia nitka Korytarza Północ-Południe w Polsce.

Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu (BEMIP):

- połączenie międzysystemowe Polska – Litwa;
- gazociąg Baltic Pipe;
- rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu.

Dzięki rozbudowie i budowie nowych dwukierunkowych połączeń międzysystemowych OGP Gaz-System S.A. zamierza poprawić stopień dywersyfikacji i poprawić stopień bezpieczeństwa energetycznego kraju, zgodnie z założeniami Polityki energetycznej Polski do 2030 r.

Ponadto w zakresie budowy transgranicznych projektów inwestycyjnych Prezes URE realizował w 2015 r. w szczególności zadania nałożone na krajowy organ regulacyjny rozporządzeniem 347/2013. Rozporządzenie to określa, tzw. korytarze priorytetowe i obszary tematyczne oraz definiuje procedury i kryteria pozwalające na włączenie projektów inwestycyjnych na listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (ang. Projects of Common Interest – PCI). Dodatkowo rozporządzenie przewiduje, aby – w przypadku projektów spełniających ustalone kryteria – koszty inwestycyjne niemożliwe do pokrycia przez operatorów, w określonym zakresie, były pokrywane z funduszy unijnych (Connecting Europe Facility, CEF).

Na mocy rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) nr 1391/2013 z 14 października 2013 r. zmieniającego rozporządzenie 347/2013³¹⁾ 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. Wśród innych projektów inwestycyjnych z sektora energetycznego na liście tej znalazły się również polskie projekty gazowe, spełniające kryteria rozporządzenia 347/2013. Są to: projekt połączenia międzysystemowego łączący Polskę i Danię tzw. Gazociąg Bałtycki, projekt zakładający zwiększenie przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu, czy też projekty połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską a krajami sąsiednimi w ramach UE, tj. Czechami, Słowacją oraz Litwą. Projekty te w 2015 r. powtórnie potwierdziły kwalifikowalność z punktu widzenia warunków PCI, co zostało zawarte w kolejnym akcie delegowanym Komisji.

Spośród zawartych na pierwszej liście gazowych projektów połączeń transgranicznych, operator polskiego systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A., wytypował trzy projekty o najwyższym stopniu dojrzałości i zaawansowania, w stosunku do których w 2014 r. zostały wydane decyzje na podstawie art. 12 rozporządzenia 347/2013³²⁾:

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 pt.: „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/Owsiszcze oraz w województwie śląskim po stronie polskiej. Projekt w przypadku części polskiej – poza 60-cio kilometrowym gazociągiem łączącym obydwa 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-kilometrowym gazociągiem łączącym obydwa 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 realizacji projektu to 2019/2020.

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 (ang. 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.

³¹⁾ Dz. U. U.E z 2013 r. L 349/28.

³²⁾ Zgodnie z art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, niezwłocznie po osiągnięciu odpowiedniego stopnia zaawansowania projektu, projektodawca przedkłada wniosek w sprawie inwestycji po konsultacji z operatorami systemów przesyłowych z państw członkowskich, którym projekt przynosi znaczące pozytywne skutki netto. W przypadku projektów uwzględnionych w pierwszej liście unijnej projektodawcy składają wniosek w sprawie inwestycji do 31 października 2013 r.

Przepustowość w przeciwnym kierunku jest wyznaczona na 1,0 – 1,7 mld m³ rocznie (w kierunku z Litwy do Polski). Zakładany termin realizacji projektu to 2019/2020.

Decyzje ws. Projektów, o których mowa powyżej, wywierają szereg implikacji w tym finansowych, związanych z wdrażaniem objętych nimi projektów. Rozporządzenie 347/2013 m.in. dopuszcza, aby zainteresowane krajowe organy regulacyjne (lub ACER w ich zastępstwie) w swoich decyzjach ustaliły w jakiej wysokości nakłady inwestycyjne, powstające w ramach projektu w jednym państwie członkowskim, będą pokrywane przez operatorów systemów przesyłowych państw osiągających korzyści z 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. Oznacza to, że 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 są ustalane w skoordynowanych decyzjach inwestycyjnych, wydawanych przez organy regulacji energetyki (NRA), zainteresowanych państw członkowskich. Niezależnie od tego, wskazane decyzje są warunkiem ubiegania się o środki wsparcia z określonych funduszy UE.

W odniesieniu do projektu Polska-Czechy, Prezes URE w 2015 r. prowadził działania będące kontynuacją i następstwem wydanej 24 czerwca 2014 r. decyzji w sprawie *transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczących realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Czechy*. 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 uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE zaakceptował sposób rozliczania i uwzględniania w taryfach przesyłowych OGP Gaz-System S.A. wzajemnych gwarancji, których celem było 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.

Należy nadmienić, że projekt zakładał pozyskanie brakującej części kwoty niezbędnej na realizację przez OGP Gaz-System S.A. na terenie Polski wskazanego gazociągu, przychodami pozyskanymi ze środków UE z funduszu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility – CEF). Tak więc wydanie decyzji w sprawie wniosku inwestycyjnego warunkowało ubieganie się przez operatorów o wsparcie finansowe z tego źródła, co zgodnie z założeniami ma ograniczyć skutki taryfowe planowanego połączenia przenoszone na użytkowników sieci. W rezultacie polski operator Gaz-System wraz z czeskim operatorem systemu przesyłowego NET4GAS s.r.o., uzyskał wsparcie finansowe z funduszu CEF. Stosowna umowa trójstronna z unijną Agencją Wykonawczą ds. Innowacyjności i Sieci (Innovation Network Executive Agency – INEA) w sprawie pomocy finansowej UE dla projektu pod nazwą „Prace przygotowawcze dla projektu połączenia międzysystemowego Polska – Czechy [Stork II] pomiędzy Libhošť (CZ) – Hať (CZ-PL) – Kędzierzyn (PL)” została podpisana w maju 2015 r. Na podstawie ww. umowy projektowi przyznano wsparcie finansowe na prace projektowe w wysokości 1,5 mln euro. Należy podkreślić, że prace przygotowawcze w ramach projektu uzyskały najwyższy stopień dofinansowania dla prac studialnych, czyli 50%. Ponadto w lipcu 2015 r. Komisja Europejska zdecydowała również o wsparciu finansowym dla realizacji prac budowlanych w wysokości 62,6 mln euro (kwota ta ma zostać rozdysponowana pomiędzy promotorów projektu).

Działania Prezesa URE w 2015 r. ukierunkowane były na zapewnienie przewidywalności i porównywalności warunków regulacyjnych w Polsce i Czechach. Warunki te w dużej mierze zostały określone w skoordynowanych decyzjach wydanych przez regulatorów obydwu państw. Podkreślenia wymaga fakt, że tożsame rozumienie zapisów decyzji w przyszłości ma istotne znaczenie dla operatorów w związku z potrzebą ograniczania ryzyk, towarzyszących wdrażaniu projektu. Dlatego też, w ramach udzielania wyjaśnień i interpretacji, regulatorzy odbyli m.in. spotkanie z udziałem przedstawicieli Komisji Europejskiej ze spółkami: NET4GAS, s.r.o. i OGP Gaz-System S.A., planującymi realizować przedmiotowe połączenie. W rezultacie spotkań opracowano wyjaśnienie dotyczące sposobu traktowania, po stronie czeskiej, kosztów krajowych ponoszonych przez spółkę NET4GAS, s.r.o., których nie dotyczy transgraniczna alokacja przeprowadzana za pośrednictwem udzielonych gwarancji spółki OGP Gaz-System S.A. Zgodnie z dokonaną wspólnie wykładnią art. 12 rozporządzenia nr 347/2013 potwierdzono, że powstałe koszty których dotyczyło zapytanie, będą przedmiotem standardowego,

narodowego mechanizmu regulacyjnego i zostaną zaliczone do stawek za krajowe przesyłanie gazu, a ponadto zostaną uwzględnione w kalkulacji przyszłych taryf z parametrami zapewniającymi wymagany poziom zwrotu kosztów na zasadach określonych w wyżej wskazanych skoordynowanych decyzjach inwestycyjnych. W wyniku powyższych działań operator czeski wycofał odwołanie od decyzji regulatora, co – jak wcześniej wspomniano – otworzyło drogę do skutecznego ubiegania się o środki z funduszu CEF i usunęło jedną z większych przeszkód do podjęcia decyzji o rozpoczęciu realizacji połączenia.

W odniesieniu do projektu Polska-Słowacja, Prezes URE monitorował w 2015 r. prace w zakresie wdrażania wydanej 28 listopada 2014 r. przez siebie decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącej realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja. W celu wsparcia oceny i realizacji inwestycji, przedstawiciele Prezesa URE włączeni byli również w prace Grupy Roboczej powołanej 22 listopada 2013 r. 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”.

Ponadto realizując zapisy aneksu III pkt 2.7. rozporządzenia 347/2013 Prezes URE, we współpracy z regulatorem słowackim, uczestniczył w czerwcu 2015 r. w przeprowadzonym przez ACER studium oceny projektów PCI, w tym projektu połączenia Polska-Słowacja w zakresie przyjętej metodologii analizy kosztów i korzyści oraz spójności stosowanych kryteriów.

Należy w tym miejscu przypomnieć, że Prezes URE wspierał działania OGP Gaz-System S.A. na rzecz uzyskania wsparcia finansowego z wykorzystaniem funduszy unijnych. Stosowna umowa trójstronna podpisana została w czerwcu 2015 r. przez promotorów projektu, tj. OGP Gaz-System S.A. i eustream a.s. z INEA w sprawie pomocy finansowej UE dla projektu pod nazwą „Badania przygotowawcze i prace inżynierskie dla projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja”.

Na podstawie ww. umowy projektowi przyznano wsparcie finansowe w kwocie 4,6 mln euro w ramach instrumentu CEF.

W odniesieniu do projektu Polska-Litwa, aktywność Prezesa URE w 2015 r. w znacznej mierze dotyczyła wdrażania Decyzji ACER z 11 sierpnia 2014 r. Nr 01/2014 dotyczącej wniosku inwestycyjnego o transgraniczną alokację kosztów w zakresie projektu wspólnego zainteresowania połączenia gazowego Polska-Litwa Nr 8.5. (dalej: GIPL)³³⁾, oraz związanych z tym działań na rzecz ograniczenia ryzyk towarzyszących projektowi. W ramach różnorodnych spotkań zarówno z przedstawicielami Komisji Europejskiej oraz innych instytucji unijnych, takich jak: ACER, INEA oraz przedstawicielami krajowych organów, takich jak: MG, MSZ, a także promotorami projektu i regulatorami państw bałtyckich podkreślano, że projekt jest popierany przez URE z uwagi na jego ogólnoeuropejskie znaczenie. Niemniej wskazywano, że skutki pozytywne netto projektu zidentyfikowane przez ACER w decyzji dotyczącej GIPL odnoszą się do LT, LV i EE, podczas gdy PL ponosi koszty w ujęciu netto (przewaga kosztów nad korzyściami), i że stan taki uzasadnia, aby projekt był neutralny dla odbiorców w Polsce. W tym kontekście zauważyć należy, że art. 12 ust. 1 rozporządzenia 347/2013 definiuje obowiązek ponoszenia kosztów inwestycyjnych projektu przez operatorów państw, w których projekt generuje skutki pozytywne netto – a takie nie dotyczą Polski.

W ramach ww. spotkań wskazywano również, że projekty wspólnego zainteresowania powinny być wdrażane wspólnie, a zatem nie powinny być wyłącznie troską organów państw, na terenie których miałyby być realizowane, ale przede wszystkim beneficjentów, tj. krajów odnoszących realne korzyści z realizacji inwestycji. Fakt, że projekty PCI stanowią projekty o najwyższym priorytecie w polityce

³³⁾ Organom regulacyjnym nie udało w przewidzianym rozporządzeniem czasie uzgodnić wspólnego stanowiska i w myśl postanowień art. 12 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, przekazano sprawę do rozpatrzenia przez ACER – „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”. W rezultacie, 11 sierpnia 2014 r. ACER 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 dokonała rekalkulacji analizy kosztów i korzyści przedłożonej przez promotorów projektu oraz oceniła 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.

krajowej i są włączone do krajowych planów rozwoju oraz planów rozwoju o zasięgu UE nie oznacza, że w konsekwencji krajowi odbiorcy mają bezwarunkowo gwarantować ich finansowanie za pośrednictwem taryfy, przejmując przy tym znaczną część ryzyk od krajów będących beneficjentami netto projektu.

W trakcie wspólnych prac na poziomie regulatorów zainteresowanych państw członkowskich podjęto prace nad opracowaniem wspólnego dokumentu tzw. *Statement of Clarification*, pokazującego oczekiwany sposób wdrażania projektu połączenia oraz ograniczania napotykanego ryzyka. Ostatecznie, nie udało się wypracować wspólnego podejścia za względu na oczekiwanie beneficjentów netto, że polscy odbiorcy nie będący beneficjentami netto tego projektu, poprzez taryfę przesyłową, przejmą znaczną część ryzyka od krajów będących jego beneficjentami.

W ramach prowadzonych w URE w 2015 r. analiz oceny wpływu realizacji projektu na taryfę operatora oszacowano, że przy założeniu przepływu gazu na poziomie odpowiadającym 20% wykorzystania technicznej przepustowości gazociągu, stawki przesyłowe OGP Gaz-System S.A. wzrosłyby o 7,7% a w przypadku braku przepływu o 9,7%³⁴⁾.

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. Zgodnie ze wskazanym przepisem plany te winny uwzględniać:

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

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

- a) przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych;
- b) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł paliw gazowych;
- c) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi innych państw;
- d) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu;
- e) przewidywany sposób finansowania inwestycji;
- f) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów;
- g) planowany harmonogram realizacji inwestycji.

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

³⁴⁾ Dokonane przez ACER szacunki wpływu realizacji GIPL na taryfę polskiego operatora na poziomie 4,5% odzwierciedlają zdyskontowany wzrost taryfy w okresie 20 lat jego eksploatacji, podczas gdy analizy URE odnoszą się do 2019 r., tj. pierwszego roku po zakończeniu inwestycji, który z punktu widzenia polskich odbiorców gazu będzie miał największe znaczenie.

W przypadku braku przepływu gazu skumulowany zdyskontowany skutek w horyzoncie 20 lat (wskaźnik, którym posługuje się ACER w decyzji CBCA) zamiast 4,5% wynosić będzie 6,4%.

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

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

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

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

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

W 2015 r. obowiązywał uzgodniony przez Prezesa URE w 2014 r. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowany przez OGP Gaz-System S.A. (OSP), na lata 2014–2023, o którym szczegółowa informacja została zawarta w poprzednim Raporcie Krajowym za 2014 r.

Rysunek 21. Istotne inwestycje OSP zakończone w 2015 r.



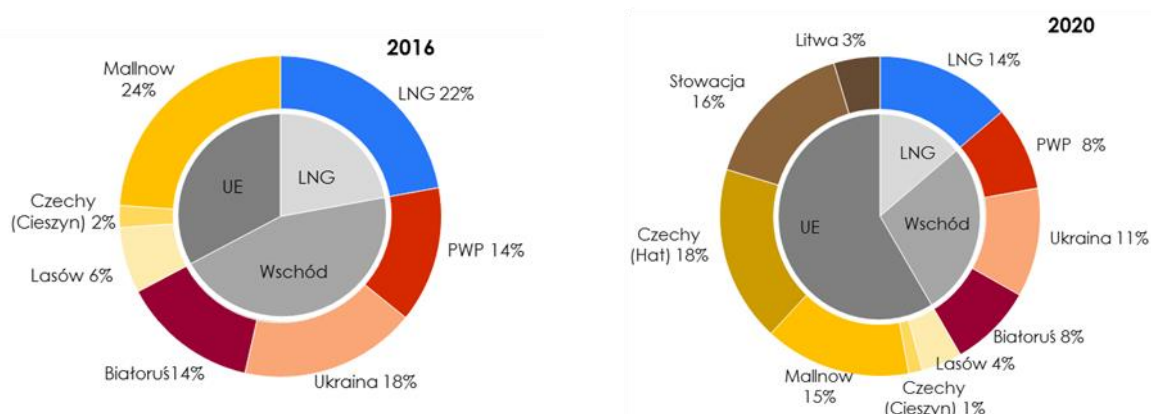
Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Raport skonsolidowany z wykonania rzeczowego dla roku obrachunkowego 2015”, str. 17.

Ponadto w 2015 r. prowadzono prace projektowe dla 16 zadań inwestycyjnych związanych z budową gazociągów, które wchodziły w skład projektów PCI. Dla czterech z nich uzyskano pozwolenie na budowę (gazociąg Lwówek – Odolanów, gazociąg Czeszów – Kielczów, gazociąg Czeszów – Wierzchowice i gazociąg Hermanowice – Strachocina).

Zatem OSP w 2015 r. kontynuował działania mające na celu realizację projektów, którym na mocy decyzji Komisji Europejskiej z 14 października 2013 r. został przyznany status projektu PCI.

W omawianym roku wpłynął również wniosek OSP o uzgodnienie kolejnego planu rozwoju pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016 – 2025” (dalej: KDPR), który został uzgodniony 6 kwietnia 2016 r. Plan rozwoju na lata 2016–2025 jest pierwszym planem, który został przygotowany przez OSP i uzgodniony z Prezesem URE zgodnie ze znowelizowanymi przepisami Prawa energetycznego i dotyczy zarówno infrastruktury własnej OSP, jak i infrastruktury powierzonej OSP, tj. będącej własnością Systemu Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz S.A., na której OSP pełni funkcję operatora w formule ISO. W KDPR na lata 2016–2025 OGP Gaz-System planuje dalszą rozbudowę sieci przesyłowej, w tym w szczególności połączeń międzysystemowych, które poza zapewnieniem dużego stopnia dywersyfikacji źródeł i kierunków przesyłania gazu mają umożliwić dostęp do konkurencyjnych rynków. W perspektywie 2020 r. w wyniku realizacji projektów ujętych w KDPR OGP przewiduje dalszą znaczną poprawę stopnia dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw. Efekt ten chce osiągnąć dzięki realizacji dwóch nowych połączeń międzysystemowych na południu Polski: z Czechami i Słowacją oraz połączenia Polska-Litwa.

Rysunek 22. Zmiana stopnia dywersyfikacji w latach 2016 i 2020



Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2025”, str. 99.

OGP przedstawiło również w KDPR zadania inwestycyjne na infrastrukturze przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego – SGT EuRoPol GAZ S.A. (dalej: SGT), na której pełni on funkcję operatora (dalej: infrastruktura SGT). Zadania te w całości zostaną sfinansowane przez SGT.

Zadania inwestycyjne na infrastrukturze SGT przede wszystkim ukierunkowane są na utrzymanie jej pełnej sprawności technicznej poprzez realizację inwestycji odtworzeniowych i wykonanie niezbędnych prac modernizacyjnych.

W tym kontekście należy też zauważyć, że plan działań zapobiegawczych, w którym Minister Gospodarki wyznaczył OGP jako podmiot odpowiedzialny za działania, których realizacja przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski w sektorze energetycznym, dotyczy m.in. zwiększenia funkcjonalności gazociągu jamalskiego. Do najważniejszych zadań w nim określonych realizowanych przez OGP należą:

1. Zwiększenie możliwości odbioru gazu z rewersu fizycznego w punkcie Mallnow;
2. Zwiększenie możliwości odbioru gazu przez punkt wejścia Lwówek;
3. Przyłączenie sieci przesyłowej do gazociągu Jamał – Europa w okolicach Zambrowa.

Rozbudowa punktu w Mallnow, a tym samym umożliwienie świadczenia usługi rewersu fizycznego na punkcie w Mallnow, była kluczowym projektem z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu

ziemnego do Polski. Zadanie zostało zrealizowane w 2014 r., na rok przed terminem podanym w planie działań zapobiegawczych. Inwestycja została zakończona 31 marca 2014 r. Wobec powyższego, już 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 (ok. 263 000 m³/h). W sytuacji awaryjnej (w przypadku wstrzymania dostaw ze Wschodu), możliwy będzie odbiór do 620 000 m³/h (co w skali roku odpowiada ok. 5,5 mld m³).

Własna sieć przesyłowa OGP współpracuje z infrastrukturą SGT poprzez tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), na który składają się fizyczne punkty we Włocławku i Lwówku. Modernizacja punktu wejścia we Lwówku zapewniła dobową przepustowość techniczną na poziomie 6,95 mln m³/dobę i roczną przepustowość techniczną wynoszącą 2,31 mld m³/rok. Zadanie zostało zrealizowane zgodnie z terminem podanym w planie działań zapobiegawczych, tj. w 2015 r.

W wyniku rozbudowy punktu we Włocławku w styczniu 2015 r., OGP zapewniło nowe, techniczne możliwości dostaw gazu do Polski z kierunku zachodniego z wykorzystaniem mechanizmu wirtualnego rewersu na infrastrukturze SGT. Dzięki temu możliwości importu gazu z Niemiec na zasadach ciągłych wynoszą obecnie 5,5 mld m³ rocznie (wzrost o 3,2 mld m³), zaś z uwzględnieniem przepustowości oferowanej na zasadach przerywanych (2,7 mld m³), nawet do 8,2 mld m³.

Ponadto kontynuując działania mające na celu zwiększenie funkcjonalności gazociągu jamalskiego, 9 października 2015 r., OGP podpisało z GASCADE Gastransport GmbH umowę „Second Agreement for the expansion of the Mallnow metering station” w zakresie przeprowadzania inwestycji polegającej na zwiększeniu dostępnej przepustowości w kierunku Polski do 700 000 m³/h (przesyłanie zwrotne), z czym związana jest budowa dodatkowego ciągu pomiarowego na stacji Mallnow. Zakończenie prac spodziewane jest na wrzesień 2016 r.

W latach 2016–2017 OSP planuje też dalszą modernizację węzła Lwówek obejmującą: ciągi pomiarowe, zasilanie, system sterowania oraz zwiększenie przepustowości do 1 mln m³/h.

W tym miejscu dodatkowo należy wspomnieć, o planowanych i analizowanych nowych połączeniach sieci przesyłowej z infrastrukturą SGT w Wydartowie i Zambrowie. Obecnie trwają konsultacje/negocjacje między OGP a SGT Europol GAZ w zakresie przyłączenia sieci przesyłowej do infrastruktury SGT w okolicach Zambrowa.

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

Zakres obowiązków i zadań nałożonych na OSP został określony w art. 9c i 9g ustawy – Prawo energetyczne. W ramach swoich kompetencji, Prezes URE monitoruje wykonywanie przez OSP przypisanych mu obowiązków, w tym przede wszystkim związanych z niedyskryminacyjnym traktowaniem użytkowników systemu oraz realizacją obowiązków sprawozdawczych, jak również realizację postanowień IRIESP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym oraz prowadzenia rozliczeń i dostarczania określonych przepisami informacji użytkownikom systemu.

Operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za bilansowanie zapotrzebowania zarówno w ramach systemu przesyłowego, jak i w systemach dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego. Stosowanie do przepisów rozporządzenia 715/2009, OSP publikuje na swojej stronie internetowej dane dotyczące łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na chwilę rozpoczęcia każdego okresu bilansowania (doby gazowej), oraz prognozowanego łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na zakończenie każdego dnia gazowego. OSP informuje również o działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu. Publikacja zawiera także informacje o poniesionych kosztach i wygenerowanych dochodach związanych z bilansowaniem systemu.

W związku z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 dotyczących mechanizmów zarządzania ograniczeniami kontraktowymi w 2015 r. OGP Gaz-System S.A. udostępnił w ramach mechanizmu nadsubskrypcji przepustowość powiązaną w Punkcie Wzajemnego Połączenia (PWP), w okresie od 22 stycznia 2015 r. do 31 marca 2015 r. OSP na swojej stronie internetowej publikuje na bieżąco informacje o zdolności wynikającej z procedury nadsubskrypcji w określonych punktach krajowego systemu przesyłowego i systemu SGT. W następstwie przeprowadzonej na

podstawie postanowień IRIESP analizy, OSP nie stwierdził potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości, procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (long-term UIOLI). Użytkownicy sieci mogą również zrezygnować z przydzielonej przepustowości. W 2015 r. odnotowano jeden przypadek wniosku o rezygnację z przydzielonej przepustowości. Jednakże ze względu na niespełnienie wymogów formalnych i brak możliwości wystawienia oferty na rynku wtórnym, rezygnacja nie została ostatecznie zatwierdzona. Użytkownicy systemu mają możliwość także udostępnienia lub odsprzedaży niewykorzystanej, zakontraktowanej przepustowości na rynku wtórnym. Możliwość udostępnienia lub odsprzedaży przepustowości jest uregulowana w IRIESP.

OGP Gaz-System S.A. jest zobowiązany do publikowania danych o funkcjonowaniu systemu przesyłowego zgodnie z wymogami przejrzystości, wskazanymi w art. 18 rozporządzenia 715/2009. W 2015 r. Gaz-System S.A. realizował te obowiązki przede wszystkim poprzez publikowanie informacji o oferowanych usługach przesyłowych, a także stosowanych warunkach i zasadach ich świadczenia. Ponadto OSP na bieżąco podaje szczegółowe dane o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów. OSP publikuje również szczegółowe informacje na temat parametrów jakościowych przesyłanego paliwa gazowego i wymaganego poziomu ciśnienia dla wszystkich właściwych punktów.

Informacje dotyczące podstaw i metodologii kalkulacji taryf OSP udostępnia na swojej stronie internetowej. Na tej stronie dostępny jest również kalkulator opłat za usługę przesyłania oraz nawaniania paliwa gazowego. Od 1 października 2013 r. na OSP ciąży dodatkowo obowiązek publikowania określonych w rozporządzeniu 715/2009 informacji na platformie ustanowionej przez ENTSO-G (*Transparency Platform*).

W tab. 12 przedstawiono informacje odnośnie zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego zarządzanego przez OGP Gaz-System S.A. (w tym również systemu SGT).

Tabela 12. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych (w tym w systemie SGT)

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Jedn.	Całkowita Zdolność Przesyłowa oferowana na zasadach ciągłych*	Zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Przesył zrealizowany**
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	[mln m ³ /rok]	8 380,1	6 429,3	2 199,5	4 229,8
				[MWh /rok]	92 842 634,2	71 493 898,0	23 994 541,8	47 499 356,2
GASCADE	Niemcy	Mallnow SGT	Niemcy	[mln m ³ /rok]	29 945,13	30 670,7	3 623,9	27 046,8***
				[MWh /rok]	331 792 005,83	339 831 235,2	35 920 587,8	303 910 647,4****
GASCADE	Niemcy	Mallnow rewers SGT	Polska	[mln m ³ /rok]	5 418,24	3 494,1	1 250,7	2 243,4***
				[MWh /rok]	60 034 099,20	38 714 600,5	13 547 069,7	25 167 530,8
ONTRAS	Niemcy	Lasów rewers**	Niemcy	[mln m ³ /rok]	0,0	0,0	0,0	6,1
				[MWh /rok]	0,0	0,0	0,0	67 593,0
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	[mln m ³ /rok]	1 595,2	1 314,1	598,9	715,2
				[MWh /rok]	17 786 703,0	14 651 827,0	6 620 130,1	8 031 696,9
ONTRAS	Niemcy	Gubin (we)	Polska	[mln m ³ /rok]	17,5	17,5	13,9	3,6
				[MWh /rok]	196 399,2	196 399,0	155 647,3	40 751,7
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers	Czechy	[mln m ³ /rok]	0,0	0,0	0,0	0,004
				[MWh /rok]	0,0	0,0	0,0	48,0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	[mln m ³ /rok]	601,0	576,1	559,9	16,2
				[MWh /rok]	6 749 275,1	6 469 450,0	6 287 450,0	182 000,0
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki SGT	Polska	[mln m ³ /rok]	32 611,85	33 619,0	1 975,4	31 643,6***
				[MWh /rok]	361 339 342,26	372 498 799,4	17 018 876,5	355 479 922,9****
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	[mln m ³ /rok]	4 303,0	4 383,9	917,7	3 466,2
				[MWh /rok]	48 623 346,3	49 494 000,0	10 464 127,1	39 029 872,9
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	[mln m ³ /rok]	236,5	236,5	166,4	70,1
				[MWh /rok]	2 665 580,4	2 665 580,0	1 877 500,4	788 079,6
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	[mln m ³ /rok]	4 989,7	3 255,1	845,4	2 409,7
				[MWh /rok]	56 234 088,0	36 684 804,0	9 547 985,6	27 136 818,4
Ukrtransgaz	Ukraina	Heranowice	Ukraina	[mln m ³ /rok]	0,0	0,0	0,0	139,3
				[MWh /rok]	0,0	0,0	0,0	1 562 975,5
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	[mln m ³ /rok]	131,4	0,0	0,0	0,0
				[MWh /rok]	1 463 796,0	0,0	0,0	0,0

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

** Przesył zrealizowany liczony łącznie w zakresie zdolności ciągłych i przerywanych.

*** Do przeliczenia m³ GOST na Nm³ wykorzystano współczynnik 0,9313.

**** Przepływ fizyczny.

Źródło: Na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

Prezes URE monitoruje realizację obowiązków operatora systemu przesyłowego, w tym dotyczących kwestii transgranicznych, m.in. poprzez okresowe ankiety oraz w ramach procesu monitoringu koordynowanego przez ACER. Poza wskazanymi we wcześniejszych rozdziałach kwestiami dotyczącymi niepełnego wdrożenia kodeksu CAM na granicy z Niemcami (w zakresie wyboru wspólnej platformy alokacji i oferowania zdolności powiązanej), w 2015 r. nie zidentyfikowano innych niezgodności z przepisami prawa europejskiego. W 2015 r. nie wymierzono kary OSP za niewdrożenie obowiązków wynikających z przepisów UE.

Kryteria niezależności

Kwestia spełniania przez OSP kryteriów niezależności była przedmiotem analizy Prezesa URE w trakcie postępowania certyfikacyjnego o przyznanie OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu ISO, które zostało zakończone w maju 2015 r. Wyniki powyższej analizy zostały przedstawione w decyzji Prezesa URE, kończącej postępowanie opublikowanej w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

4.2. Promowanie konkurencji

4.2.1. Rynek hurtowy

W 2015 r. następował stopniowy rozwój hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce, głównie związany z wzrostem liczby przedsiębiorstw posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz przedsiębiorstw aktywnie uczestniczących w tym obrocie, jak również funkcjonowaniem obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej. Obowiązek ten w omawianym roku wynosił 55% gazu wprowadzonego do sieci. Na koniec grudnia 2015 r. 172 podmioty posiadały koncesję na obrót paliwami gazowymi na rynku hurtowym. Natomiast 63 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym.

W 2015 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 506,1 TWh gazu wysokometanowego i 7,6 TWh gazu zaazotowanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 13. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2015 r. [TWh]

2015 r.		
Rodzaj Gazu	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem	506,1	7,6
z tego:		
kopalnie i odazotownie	27,1	7,6
magazyny	23,5	0,0
dostawy spoza UE	422,5	0,0
dostawy z UE	32,9	0,0
inne (wejścia z dystrybucji)	0,1	0,0
Wyjście z systemu razem	506,1	7,6
z tego:		
mieszalnie i odazotownie	0,0	3,1
magazyny	20,6	0,0
do sieci dystrybucyjnej	101,8	3,3
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	47,8	0,9
dostawy do UE	329,1	0,0
dostawy poza UE	1,6	0,0
potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	5,2	0,3

* Dane dotyczą ilości gazu wprowadzonego do sieci oraz odebranego z sieci przesyłowej na skutek realizacji umów przesyłowych zawartych przez OSP z użytkownikami systemu (przedsiębiorstwami energetycznymi i odbiorcami końcowymi). Dane te mogą się różnić od przepływów fizycznych w systemie.

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

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 14. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez największe przedsiębiorstwa obrotu w 2015 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG S.A.	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobywanie)	288,2	236,1	52,1
Hurtowa sprzedaż gazu	116,1	97,5	18,6

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu.

W 2015 r. wolumen obrotu gazem ziemnym w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym (tzw. OTC), wyniósł 7,9 TWh. Średnia cena gazu w tym segmencie wyniosła 95,96 zł/MWh.

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym 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 2015 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.

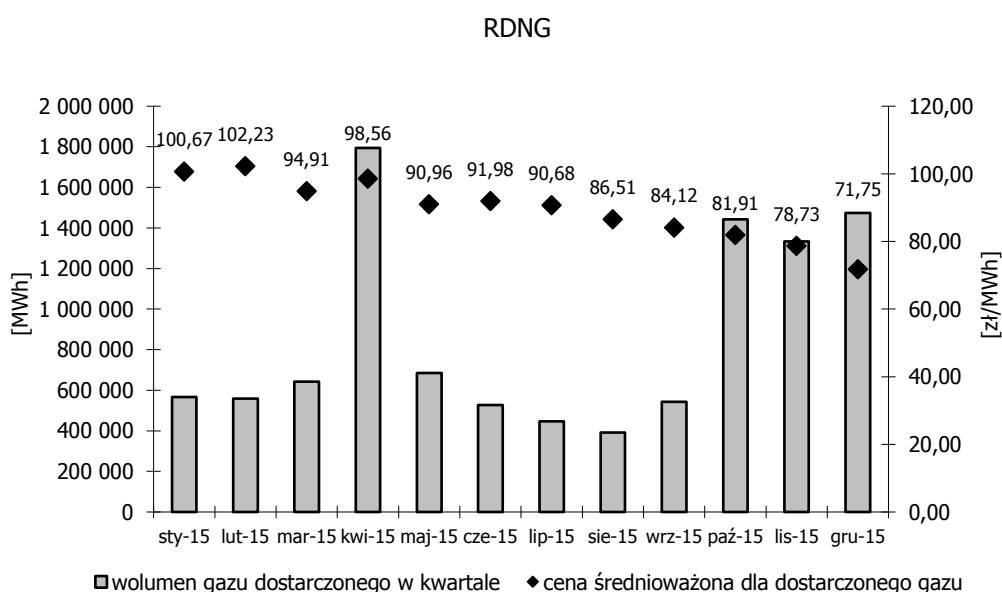
Przedmiotem obrotu na rynku terminowym towarowym gazu (RTTg), jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (miesięczny, kwartalny i roczny).

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.

Obrót na rynku dnia bieżącego (RDBg), prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

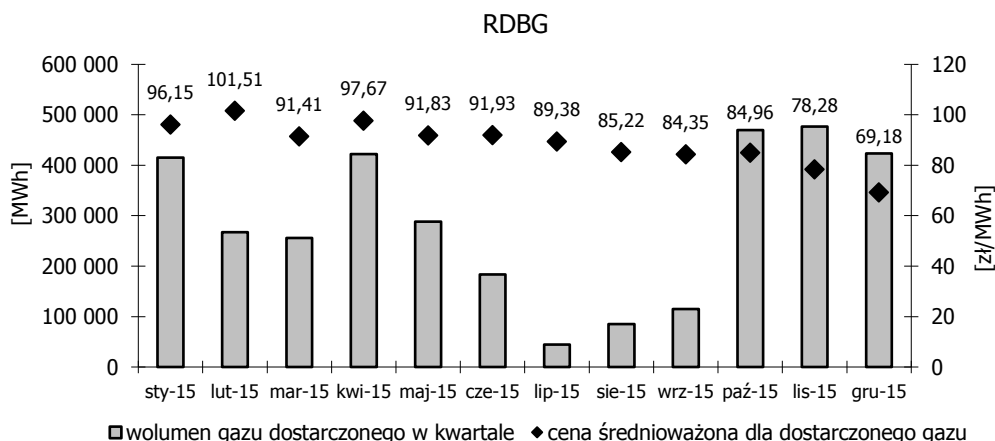
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku terminowym towarowym dla instrumentów gazowych.

Rysunek 23. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) w 2015 r.



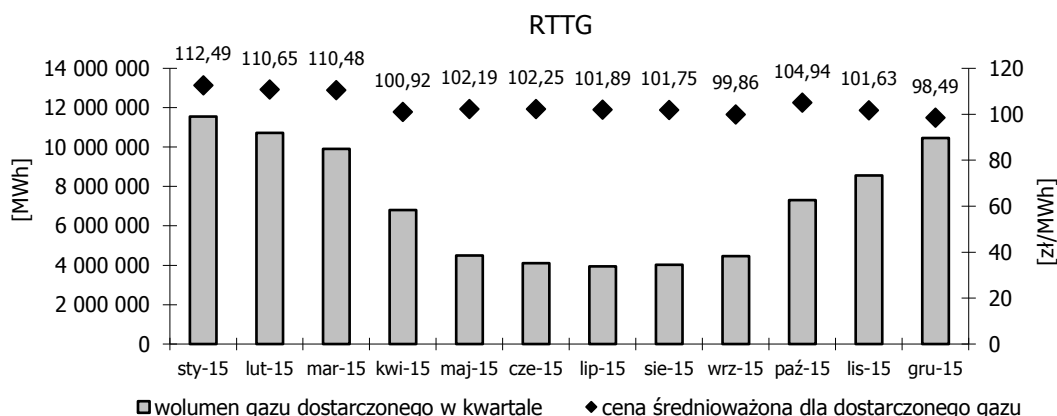
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 24. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia bieżącego gazu (RDBG) w 2015 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 25. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja następowała w 2015 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

W 2015 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Towarowej Giełdzie Energii S.A. dostarczono 100 187 956 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 102,64 zł/MWh. W tym okresie dostarczono 10 406 525 MWh na rynku RDNG, 3 447 180 MWh na rynku RDBG i 86 334 251 MWh na rynku terminowym – RTTG. Średnia cena gazu dostarczonego w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku RDNG w 2015 r. wyniosła 87,62 zł/MWh, na rynku RDBG 87,75 zł/MWh, na rynku terminowym 105,05 zł/MWh.

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

Wyniki monitorowania cen gazu ziemnego na rynku hurtowym są publikowane przez Prezesa URE co kwartał na stronie internetowej urzędu. W zakresie obrotu giełdowego wyniki te zostały wskazane na powyższych rysunkach. Na skutek wprowadzenia obowiązku publicznej sprzedaży gazu za pośrednictwem giełdy towarowej na rynku polskim, mamy do czynienia z dynamicznym rozwojem płynności tej platformy. W 2015 r. wolumen dostarczonego gazu ziemnego w wyniku transakcji zawartych na giełdzie towarowej w stosunku do zużycia krajowego wyniósł 59,1%. W ostatnim kwartale 2015 r. obserwowany jest również istotny wzrost płynności na rynkach spot na giełdzie towarowej.

Ma to związek m.in. z wdrożeniem kodeksu sieci dot. bilansowania gazu w sieciach przesyłowych, który wymaga aby operator systemu przesyłowego realizował działania bilansujące za pośrednictwem giełdy towarowej.

Na rynku pozagiełdowym (tzw. OTC), również obserwowana była istotna dynamika zmian. O ile w 2014 r. większościowy wolumen transakcji przypadał w udziale podmiotom z GK PGNiG, to od 2015 r. widać istotny wzrost aktywności w tym segmencie alternatywnych sprzedawców.

Należy podkreślić, że wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży gazu umożliwiło utworzenie hurtowego rynku gazu ziemnego, charakteryzującego się wysoką transparentnością transakcji zawieranych na giełdzie towarowej. Dzięki temu podmioty sprowadzające gaz ziemny z zagranicy bądź wydobywające to paliwo ze złóż krajowych, mają możliwość oferowania go wszystkim zainteresowanym uczestnikom rynku na niedyskryminacyjnych zasadach.

Niemniej, obecnie obowiązująca wielkość obowiązku sprzedaży gazu na giełdzie oraz zwolnienie z tego obowiązku podmiotów o mniejszej skali działalności na rynku krajowym powoduje, że koncentracja obrotu gazem na giełdzie jest wysoka. Jednocześnie wysokie obligo giełdowe nie przekłada się na dynamikę zmian na rynku detalicznym w oczekiwanym wcześniej stopniu. Dlatego należy rozważyć obniżenie poziomu tego obowiązku oraz rozszerzenie zakresu jego obowiązywania na inne przedsiębiorstwa obrotu.

4.2.2. Rynek detaliczny

W 2015 r. sprzedaż gazu do odbiorców końcowych nadal zdominowana była przez przedsiębiorstwa z grupy kapitałowej PGNiG S.A. W ramach tej grupy w 2014 r. wprowadzony został podział, w wyniku którego odbiorcy hurtowi oraz odbiorcy końcowi o rocznym zużyciu gazu ziemnego powyżej 25 mln m³ zaopatrywani są przez PGNiG S.A., natomiast pozostali odbiorcy końcowi przez PGNiG OD Sp. z o.o. Podział ten nie wpłynął na stopień konkurencji na rynku detalicznym, gdyż spółki te nie konkurowały pomiędzy sobą na rynku gazu. Niemniej w 2015 r. obserwowany był dalszy wzrost udziałów sprzedawców alternatywnych na rynku detalicznym. I tak, udział grupy kapitałowej PGNiG S.A. w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych w 2015 r. spadł i wyniósł 80,22%, podczas gdy rok wcześniej udział ten wynosił 89,24%. Pozostałe 19,78% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży w kraju (12,66%), oraz przez spółki sprzedające gaz głównie na rynku niemieckim, bezpośrednio do dużych odbiorców końcowych, którzy samodzielnie sprowadzili ten gaz do Polski (ok. 7,12%).

W 2015 r. w grupie sprzedawców alternatywnych działających na rynku krajowym pięć przedsiębiorstw uzyskało udział w sprzedaży do odbiorców końcowych powyżej 1%. Pozostałe spółki miały udział poniżej tego poziomu.

Stosownie do postanowień art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne opracowują taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności (posiadanych koncesji), i przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE, który taryfę zatwierdza lub odmawia jej zatwierdzenia w przypadku, gdy stwierdzi, że została ona ustalona niezgodnie z postanowieniami art. 44-46 ustawy. Natomiast przepis art. 45 ust. 1 ww. ustawy, nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązanie do kalkulacji taryf w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych ich działalności, uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Zasady kalkulacji taryfy w 2015 r. nie uległy zmianie w stosunku do zasad obowiązujących w 2014 r.

W odniesieniu do największych podmiotów prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, tj. PGNiG S.A. i PGNiG OD Sp. z o.o., w 2015 r. prowadzonych było 5 postępowań taryfowych. PGNiG S.A. obsługiwał odbiorców hurtowych, jak również końcowych, zużywających rocznie powyżej 25 mln m³ gazu ziemnego wysokometanowego i odpowiadające tej ilości wolumeny gazu zaazotowanego, natomiast PGNiG OD Sp. z o.o. pozostałych odbiorców końcowych o zużyciu nie przekraczającym powyższej ilości.

Ww. podmioty opierają swoją działalność o ceny regulowane, stąd w przypadku PGNiG S.A. od 1 stycznia 2015 r. zaczęła obowiązywać taryfa, w której w sposób istotny zwiększono liczbę grup taryfowych, przyjmując za kryterium kwalifikacji: roczną wielkość zużycia gazu (6 przedziałów) i współczynnik nierównomierności (7 przedziałów). W efekcie stworzono po 126 grup taryfowych dla

odbiorców każdego rodzaju paliwa gazowego korzystających z umów kompleksowych. Ponadto, wprowadzono istotne zmiany w zakresie struktury grup taryfowych.

W 2015 r. ceny gazu w taryfie PGNiG S.A. były trzykrotnie obniżane, co było związane z utrzymującym się od połowy 2014 r. spadkowym trendem cen ropy naftowej na świecie i niskimi cenami gazu na rynkach hurtowych Europy Zachodniej. Pierwsza obniżka obowiązywała od 1 stycznia 2015 r., natomiast kolejna zatwierdzona została dnia 16 kwietnia 2015 r.

17 lipca 2015 r. Prezes URE zatwierdził nową taryfę PGNiG S.A. w zakresie dostarczania paliw gazowych, w której poza cenami zmianie uległy wartości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, jak również poszerzona została oferta dla odbiorców w punkcie wirtualnym o nowe grupy taryfowe (od indeksu 7 do indeksu 10).

Ostatnie postępowanie taryfowe przeprowadzone w 2015 r. zakończyło się 16 grudnia 2015 r. zatwierdzeniem trzymiesięcznej taryfy.

W odniesieniu do PGNiG OD Sp. z o.o. w 2015 r. prowadzone były dwa postępowania taryfowe. Pierwsze zakończone zmianą taryfy, wchodzącej w życie od 1 września 2015 r., polegającą na obniżeniu średnich cen gazów wysokometanowego i zaazotanowanego Lw. Jednocześnie z taryfy zniknęła oferta skierowana do odbiorców gazu propan-butan-rozprężony ze względu na przestawienie odbiorców zasilanych dotychczas tym gazem na gaz wysokometanowy.

17 grudnia 2015 r. zatwierdzona została kolejna taryfa tej spółki podążająca kierunkiem spadku cen gazu.

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

Rynek detaliczny podlega sukcesywnym przemianom w kierunku rozwoju konkurencji. W 2015 r. obserwowano zwiększenie aktywności alternatywnych sprzedawców, którzy korzystając z utrzymujących się trendów spadkowych cen gazu na rynkach hurtowych i zwiększenia możliwości technicznych infrastruktury dla przywozu gazu z rynków UE, podejmowali konkurencję cenową ze spółkami GK PGNiG S.A. Mimo utrzymywania administracyjnej regulacji cen gazu ziemnego, przepisy prawa dopuszczają możliwość sprzedaży gazu ziemnego poniżej ceny ustalonej w taryfie pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych. Z przeprowadzonego przez Prezesa URE monitoringu funkcjonowania rynku gazu w 2015 r. wynika, że większość sprzedawców gazu dokonywała sprzedaży tego paliwa do odbiorców końcowych poniżej cen ustalonych w zatwierdzonej taryfie. Dotyczyło to ok. 40% wolumenu sprzedaży gazu do odbiorców końcowych.

W lutym 2016 r. została skierowana do przedsiębiorstw energetycznych ankieta dotycząca oceny warunków funkcjonowania na rynku gazu ziemnego w 2015 r. Podsumowanie wyników tej ankiety potwierdziło występowanie istotnych ograniczeń dalszego rozwoju konkurencji na rynku detalicznym, które spowodowane jest m.in.:

- brakiem harmonogramu wdrożenia orzeczenia Trybunału Sprawiedliwości UE z 2015 r. w sprawie regulacji cen gazu ziemnego w Polsce dla odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi. Sprzedawcy gazu oczekują pilnego odstąpienia od zatwierdzania taryf na sprzedaż gazu do odbiorców komercyjnych;
- wysokimi kosztami gromadzenia zapasów obowiązkowych przez sprzedawców sprowadzających z zagranicy gaz w wolumenie przekraczającym zwolnienie z obowiązku ich utrzymywania (tj. ponad 100 mln m³ rocznie). Zdaniem sprzedawców konieczność poniesienia kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych powodowałaby, że ich oferta cenowa stanie się nieatrakcyjna w stosunku do cen gazu oferowanych przez przedsiębiorstwa z GK PGNiG S.A.;
- ograniczoną możliwością realnej dywersyfikacji dostaw gazu do Polski ze względu na ograniczenia infrastrukturalne oraz niedostosowaniem do bieżącej sytuacji rynkowej wymogów prawnych w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu. Podkreślano m.in. konieczność jednoznacznego przesądzenia, czy podlega wymogom dywersyfikacji gaz ziemny sprowadzany do Polski przy wykorzystaniu rewersów wirtualnych;
- wysokim stopniem koncentracji obrotu gazem ziemnym na rynku giełdowym, który spowodowany jest nałożeniem obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej jedynie na jednego uczestnika rynku gazu w Polsce, tj. na PGNiG S.A.;

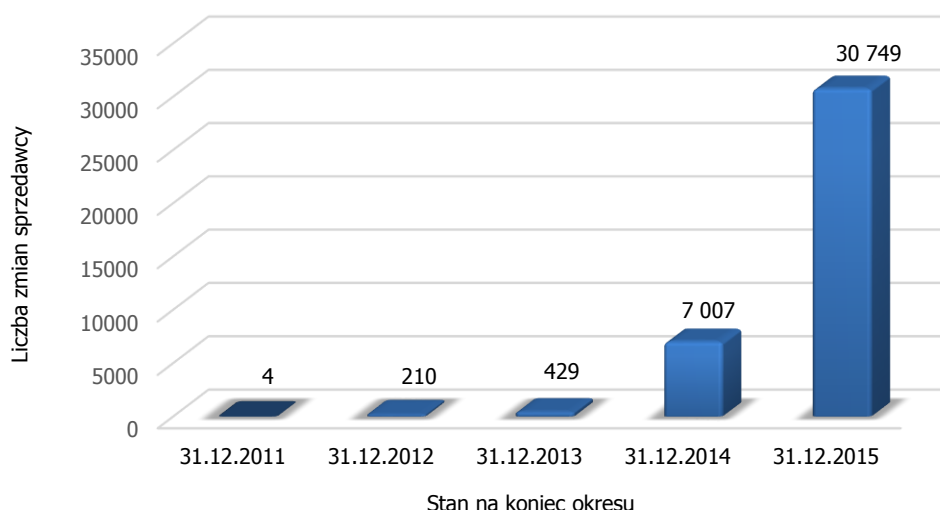
- barierami w dostępie do sieci dystrybucyjnej pionowo skonsolidowanych tzw. małych OSD, którzy odmawiają świadczenia usług dystrybucyjnych na rzecz alternatywnych sprzedawców ze względu na zawarte wcześniej umowy na zakup gazu z klauzulą „bierz lub płać”;
- niewystarczającym dostępem do informacji rynkowych oraz w procesie rozliczeń. Zwracano uwagę na konieczność wprowadzenia systemów wymiany informacji przy użyciu środków komunikacji elektronicznej oraz publikacji większej liczby informacji w języku angielskim, szczególnie dotyczących funkcjonowania OSD;
- ograniczoną możliwością dywersyfikacji zakupów przez większych odbiorców końcowych, którzy posiadają umowy z dotychczasowym sprzedawcą z klauzulami zobowiązującymi ich do utrzymania zamówień gazu na niezmiennych poziomach;
- wymaganiami organów administracji w zakresie przekazywania szczegółowych danych o funkcjonowaniu przedsiębiorstw energetycznych, co powoduje istotne obciążenie dla mniejszych uczestników rynku.

Pozytywnie zostały ocenione zmiany, jakie zaszły na poziomie funkcjonowania systemu przesyłowego i rynku hurtowego, przede wszystkim dostęp do informacji, równoprawne traktowanie uczestników rynku i dostęp do połączeń transgranicznych.

W 2015 r. Prezes URE kontynuował monitorowanie stopnia rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych z uwagi na stopniowo postępującą liberalizację rynku gazu.

Zgodnie z obowiązującą zasadą TPA (Third Party Access), uregulowaną w art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, odbiorcy końcowi mogą indywidualnie korzystać z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii kupionej u dowolnego sprzedawcy. Na swobodę wyboru sprzedawcy wpływa kilka istotnych czynników, m.in.: stopień świadomości klientów i ich motywacja do zmiany sprzedawcy, a także łatwość dokonania zmiany czy ilość konkurencyjnych ofert dostępnych na rynku. Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wyraźny wzrost odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011–2015, w szczególności w samym 2015 r. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, w 2012 r. ich liczba zwiększyła się do 210, w 2013 r. – 429, w 2014 r. – 7 007, natomiast liczba zmian od początku ich monitorowania do końca IV kw. 2015 r. wyniosła już 30 749.

Rysunek 26. Liczba zmian sprzedawcy (wg liczby przełączeń) wg stanu na koniec 2011 r., 2012 r., 2013 r., 2014 r. i 2015 r.



Źródło: URE.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 30 749 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2015 r. zdecydowana większość, bo aż 27 563 dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W 1-4, czyli głównie osób w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją w ostatnim czasie przez niektórych sprzedawców kampanii reklamowych, dedykowanych tej grupie odbiorców, jak również stopniowemu wchodzeniu na rynek nowych sprzedawców, co skutkuje zwiększeniem konkurencji i uatrakcyjnieniem oferty dla odbiorców. Wzrost zainteresowania konsumentów w tematyce zmiany sprzedawcy na rynku gazu, widoczny jest również w intensyfikacji w bieżącym roku zapytań

telefonicznych kierowanych do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych – komórki działającej w strukturach URE, której celem jest informowanie konsumentów o przysługujących im prawach na rynkach energii, ale również o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych.

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.

Mając na uwadze obecny kształt rynku gazu, Prezes URE rekomenduje wspieranie efektywnej konkurencji między innymi proponując wprowadzenie zmian w przepisach ustawy – Prawo energetyczne. W ocenie Regulatora zasadne wydaje się zabezpieczenie interesów odbiorców w gospodarstwach domowych poprzez wprowadzenie regulacji ustawowych dotyczących sprzedaży rezerwowej, analogicznie jak dla rynku energii elektrycznej. Dodatkowo w związku z rosnącym zainteresowaniem zmianą sprzedawcy paliw gazowych na sieciach małych OSD, warto jest rozważyć jest zmianę systemu udzielania zwolnień z TPA, aby przed otrzymaniem takiego zwolnienia nie było możliwości odmowy dostępu do sieci.

W zakresie rynku hurtowego dla przyspieszenia jego rozwoju wskazane byłoby uelastycznienie i doprecyzowanie mechanizmów, zapewniających bezpieczeństwo energetyczne takich, jak obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych czy wymogi dywersyfikacji dostaw gazu.

Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora gazowego prowadzone przez Prezesa UOKiK³⁵⁾

W 2015 r. 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 pozostawiania w zwłoce 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

³⁵⁾ Fragment na podstawie informacji przekazanych z UOKiK.

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. Inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorców z sektora energetycznego.

Prezes UOKiK decyzją nr DOK-3/2015 z dnia 25 września 2015 r. nałożył na Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. karę pieniężną w wysokości 10 442 635 zł (2 450 000 euro). Kara została nałożona w wysokości 5 000 euro za każdy z 490 dni zwłoki w wykonaniu zaoferowanego zobowiązania.

Dodatkowo, postanowieniem z dnia 19 sierpnia 2015 r. wszczęto postępowanie wyjaśniające, w ramach którego analizowane są dwa wątki dotyczące ewentualnego nadużywania pozycji dominującej przez PGNiG S.A. i PGNiG OD sp. z o.o. Pierwszy, dotyczy stosowania przez spółki potencjalnie antykonkurencyjnej polityki rabatowej. Drugi, dotyczy kwestionowania przez PGNiG OD sp. z o.o. pełnomocnictw udzielanych przez dotychczasowych klientów spółki nowemu sprzedawcy w celu wypowiedzenia PGNiG OD sp. z o.o. umowy w procesie zmiany sprzedawcy (sygn. akt: DOK1-400-1/15/FS). Postępowanie jest w toku.

4.3. Bezpieczeństwo dostaw

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, w 2015 r. był Minister Gospodarki – natomiast obecnie jest nim Minister Energii (na mocy ustawy z 11 lutego 2016 r. o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw, która weszła w życie 17 marca 2016 r., użyte w ustawie – Prawo energetyczne oraz ustawie o zapasach w różnych przypadkach wyrazy „minister właściwy do spraw gospodarki” zastępuje się użytymi w odpowiednich przypadkach wyrazami „minister właściwy do spraw energii”). Jednocześnie minister ten był również organem właściwym (ang. competent authority), w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu, o którym mowa w rozporządzeniu 994/2010. Regulator współpracował 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 122,8 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 43,5 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2015 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 89,5 TWh gazu ziemnego.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2015 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 15. Struktura dostaw gazu w 2015 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Dostawy z zagranicy, w tym:	122,8
– Kontrakt „jamalski”	89,5
2. Wydobywanie	43,5

Źródło: URE na podstawie danych spółek obrotu gazem.

W 2015 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 506,1 TWh gazu wysokometanowego i 7,6 TWh gazu zaazotowanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 16. Bilans przepływów handlowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2015 r. [TWh]

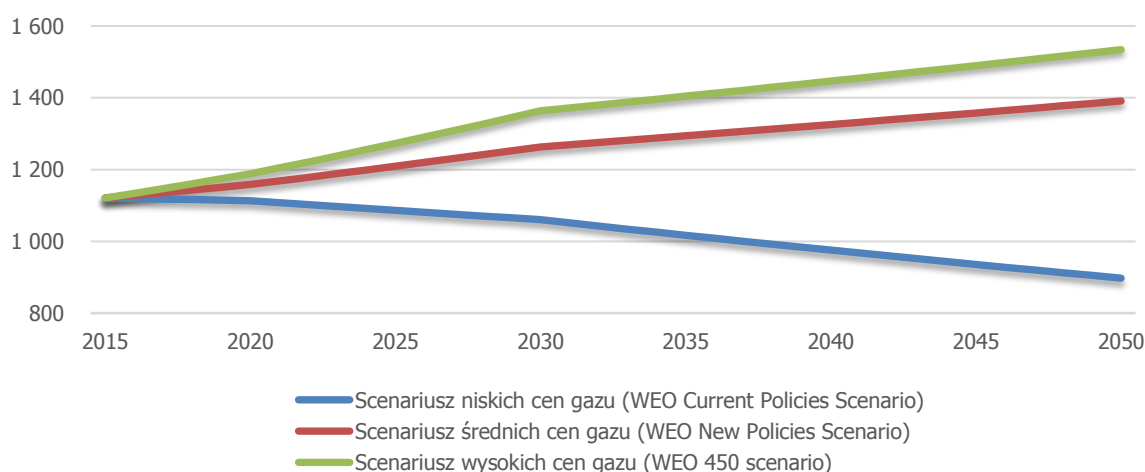
2015 r.		
	Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem [MWh]	506,1	7,6
z tego:		
kopalnie i odazotownie	27,1	7,6
magazyny	23,5	0,0
dostawy spoza UE	422,4	0,0
dostawy z UE	32,9	0,0
inne (wejścia z dystrybucji)	0,1	0,0
Wyjście z systemu razem [MWh]	506,1	7,6
z tego:		
mieszalnie i odazotownie	0,0	3,1
magazyny	20,6	0,0
do sieci dystrybucyjnej	101,8	3,4
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	47,8	0,9
dostawy do UE [MWh]	329,1	0,0
dostawy poza UE	1,6	0,0
potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	5,2	0,3

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

4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy

Dzięki rozwojowi połączeń międzysystemowych możliwy jest obrót gazem pomiędzy państwami Wspólnoty. Sytuacja ta może być korzystna dla firm z państw, które kupują tańszy rosyjski gaz i jego nadwyżki mogą sprzedać do państw, gdzie cena gazu rosyjskiego gazu jest wyższa. Dzięki takiej sytuacji Polska może korzystać z tego samego surowca oferowanego po niższej cenie.

Ceny gazu w europejskich wirtualnych punktach handlu są korzystne dla polskich importerów gazu, jednak trzeba wziąć pod uwagę ich niestabilność. Przeprowadzona analiza historyczna wskazuje, że ceny rosną znacząco na początku roku w okresie niskiej temperatury atmosferycznej, kiedy zapotrzebowanie na gaz jest najwyższe.

Rysunek 27. Prognoza cen gazu [zł/1 000 m³]

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

W odniesieniu do zapotrzebowania na usługę przesyłową gazu, największy przyrost spodziewany jest w sytuacji rozwoju elektroenergetyki (przede wszystkim kogeneracji), opartej o paliwo gazowe. Zmiany na rynku elektroenergetyki będą miały największy wpływ na przyszłe zapotrzebowanie na gaz i dynamikę zmian ilości przesyłanego gazu.

W porównaniu z prognozą przedstawioną w uzgodnionym Planie Rozwoju na lata 2014–2023 OGP Gaz-System dokonało istotnej korekty prognoz zapotrzebowania na gaz, która związana jest z dużymi zmianami na rynku elektroenergetycznym w Polsce. W opinii OGP Gaz-System nastąpił

znaczący spadek zainteresowania potencjalnych inwestorów budową nowych jednostek wytwórczych opartych o paliwo gazowe. Spadek ten wynika ze wstrzymania przez niektórych inwestorów prac związanych z budową nowych elektrowni gazowych oraz z wymianą przestarzałych jednostek węglowych na bloki parowo-gazowe w dużych elektrociepłowniach, zlokalizowanych w większych aglomeracjach miejskich.

Biorąc pod uwagę spodziewany wzrost zdolności przesyłowych na punktach wejścia do krajowego systemu przesyłowego, operator systemu przesyłowego zidentyfikował potencjalne kierunki oraz możliwe scenariusze eksportowe w perspektywie 2015–2035.

Tworząc założenia do analiz przewidziano m.in:

- utrzymanie stopnia wydobycia krajowego na obecnym poziomie;
- przekazanie do eksploatacji Terminala LNG w Świnoujściu oraz jego możliwą rozbudowę;
- uruchomienie kolejnych połączeń transgranicznych tj. nowych interkonektorów Polska – Czechy, Polska – Słowacja, Polska – Litwa, Polska – Ukraina;
- rozbudowę istniejących punktów wejścia z kierunku zachodniego, tj. Lasowa oraz Mallnow.

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

Prowadzone w 2015 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 SA 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 dnia 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Opracowane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci spełniających kryterium ujmowania ich w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 (por. art. 58 ust. 2 ustawy o zapasach w zw. z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie

sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego³⁶⁾). 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 2015 r. informacje na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przekazało do Prezes URE 46 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 2015 r. Prezes URE przeprowadził badanie ankietowe w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Przedmiotem przeprowadzonego w 2015 r. badania, było uzyskanie informacji dotyczących realizacji zadań związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie od 1 czerwca 2015 r. do 30 września 2015 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. Badaniem objęto 55 przedsiębiorstw energetycznych, posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą wg stanu na 30 września 2015 r. Z otrzymanych od przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzi wynika, że w ocenianym okresie zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywało jedynie jedno przedsiębiorstwo, tj. PGNiG S.A.

- [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 bądź weryfikacji 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 2015–2018 maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 59%.

³⁶⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. W koncesjach udzielanych przez Prezesa URE na OGZ zamieszczony został warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji.

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 2015 r. Prezes URE przeprowadził po raz kolejny monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zrealizowanych przez koncesjonariuszy, dotyczący wypełniania ww. obowiązku w 2014 r. Badaniem objętych było 47 koncesjonariuszy, którzy w 2014 r. posiadali koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W związku z koniecznością wystosowania licznych wezwań do uzupełnienia przekazanej dokumentacji, monitoring zakończono dopiero pod koniec 2015 r.

W wyniku przeprowadzonego badania poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy ustalono, że 30 koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego. Przywóz ten obejmował zarówno import, jak i nabycie wewnątrzspółnotowe. 17 na 47 koncesjonariuszy poinformowało, że nie dokonało w ramach posiadanych koncesji OGZ przywozu gazu ziemnego z zagranicy w 2014 r., ani w ramach importu, ani w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego.

- **monitorowanie zarządzania ograniczeniami systemowymi**

W 2015 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.

W celu minimalizacji powstałych ograniczeń systemowych, kontynuowane były prace inwestycyjne w nowe gazociągi oraz modernizacja ważniejszych, istniejących obiektów systemu przesyłowego m.in. takich jak: dokończenie budowy terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, zakończenie budowy gazociągu Szczecin-Gdańsk, Szczecin-Lwówek, Rembelszczyzna-Gustorzyń, Lasów-Jeleniów, Gałów-Kiełczów oraz rozbudowa węzła Rembelszczyzna.

- **ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego wprowadzone w 2015 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 2015 r. nie wprowadzono ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego.

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

Prezes URE monitorował w 2015 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 przyłączeń zrealizowanych wyniosła dziewięć, natomiast liczba odmów, tj. wniosków o przyłączenie do sieci przesyłowej rozpatrzonych odmownie wyniosła trzy. Odmiennie sytuacja kształtuje się w przypadku sieci dystrybucyjnej, gdzie liczba wniosków o przyłączenie rozpatrzonych odmownie była znacznie wyższa i wyniosła 7 003, jednakże związane jest to ze znacznie dłuższą siecią gazową oraz liczbą potencjalnych odbiorców. Przyczyną udzielenia odmów wskazywaną przez operatorów był w szczególności brak warunków technicznych, w tym brak przepustowości na istniejącej sieci gazowej, znaczna odległość od sieci gazowej lub brak gazociągu bazowego, brak zgód na wejście na teren, na którym miałyby być realizowana inwestycja, a także brak warunków ekonomicznych.

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, implementujące 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. Ponadto, 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.

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 rozstrzygania 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, niekorzystającym 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 parametry 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.

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 niż 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 rozstrzygania sporów, z wykorzystaniem systemu pozasądowego. Instytucja rzecznika odbiorców jako wsparcie dla odbiorców oraz alternatywny mechanizm rozpatrywania sporów

Ustawa o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich stanowić będzie implementację dyrektywy parlamentu Europejskiego i Rady 2013/11/UE z 21 maja 2013 r. w sprawie alternatywnych metod rozstrzygania sporów konsumenckich oraz zmiany rozporządzenia (WC), nr 2006/2004 i dyrektywy 2009/22/WE (dyrektywa w sprawie ADR o sporach konsumenckich). Projekt ustawy o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich jest obecnie procedowany przez Sejm RP.

Głównym celem dyrektyw jest zapewnienie dostępności procedur ADR dla wszelkich zaistniałych na rynku wewnętrznym sporów pomiędzy konsumentem a przedsiębiorcą.

Cel projektowanych regulacji prawnych to:

- dostęp do prostych, skutecznych, szybkich i tanich sposobów rozstrzygania sporów;
- poprawa efektywności ADR;
- poprawa ochrony konsumentów;
- szerokie pokrycie sektorowe;
- system powinien mieć charakter całościowy, zapewniać pełny zasięg horyzontalny i być wolny od luk;
- spójność systemu, wspólne mechanizmy działania, ułatwiające monitoring całego systemu i skuteczną eliminację potencjalnych nieprawidłowości;
- zapewnienie fachowości;
- zapewnia większy dostęp obywateli do podmiotów ADR, co wpłynie na upowszechnienie i rozwój tego rodzaju metod rozwiązywania sporów.

Wdrożenia dyrektywy ADR planuje się poprzez wybór tzw. Wariantu mieszanego – to model, w którym współistnieją podmioty ADR o charakterze publicznym i niepublicznym, w którym jednocześnie rolę uzupełniającą pełni podmiot o charakterze horyzontalnym, działający w ramach inspekcji handlowych. Zakłada on współistnienie sektorowych podmiotów ADR oraz podmiotu ADR o charakterze horyzontalnym. Implementacja dyrektywy polegałaby zatem na ewolucji i rozwoju aktualnego modelu ADR na bazie już istniejących w Polsce rozwiązań – obecny model ADR to stałe polubowne sądy konsumenckie działające przy Inspekcji Handlowej.

W Polsce działają Miejscy i Powiatowi Rzecznicy Konsumentów, do których mogą zgłaszać się odbiorcy ze skargami w indywidualnych sprawach, w tym sprawach z zakresu energetyki. Do kompetencji Rzeczników Konsumentów należy m.in.: zapewnienie bezpłatnego poradnictwa konsumenckiego i informacji prawnej w zakresie ochrony interesów konsumentów, wytaczanie powództwa na rzecz konsumentów oraz występowanie za ich zgodą do toczącego się postępowania w sprawach o ochronę interesów konsumentów.

Umowa sprzedaży lub umowa kompleksowa powinna 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 znajdują się na stronie internetowej URE.

Ponadto, Prezes URE sporządził, we współpracy z Prezesem UOKiK, na podstawie wytycznych Komisji Europejskiej, zbiór praw konsumenta energii. Dokument ten, zawiera praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych. 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 energii 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 zasiedziali pełnią zadania sprzedawców z urzędu, do czasu wyłonienia tych sprzedawców w drodze przetargu lub wyznaczenia w drodze decyzji przez Prezesa URE. Do 2015 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 2015 r. wysokość dodatku energetycznego dla gospodarstwa domowego wynosiła 11,09 zł, 15,40 zł lub 18,48 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];
- 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. Rozstrzyganie sporów

Prezes URE wykonuje swoje obowiązki w zakresie 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 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem, Prezes URE, na wniosek strony, rozstrzyga 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, umowy o udostępnienie operatorowi systemu przesyłowego gazowego, za wynagrodzeniem, części instalacji służącej do magazynowania paliw gazowych oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii.

W zakresie rozstrzygania sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne największy ciężar gatunkowy mają sprawy związane z odmowami zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnych źródeł energii. Podstawę prawną ciężącego na przedsiębiorstwie energetycznym publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci stanowi art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Publicznoprawny obowiązek nie dotyczy przypadku, gdy ubiegający się o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci nie ma tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane.

Dane na temat rozstrzygniętych przez Prezesa URE w 2015 r. spraw spornych dotyczących odmów zawarcia umowy o przyłączenie instalacji OZE do sieci elektroenergetycznej, zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 17. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmowy zawarcia umowy o przyłączenie instalacji odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2015 r.

2015	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
	30	13	0	14	3

Źródło: URE.

Warto wskazać, że w związku z zatwierdzeniem zawartych w trakcie toczących się postępowań spornych, prowadzonych przez Prezesa URE, ugód w przedmiocie ustalenia pomiędzy stronami treści umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnych źródeł energii oraz w związku z uprawomocnieniem się, na podstawie wyroku wydanego przez Sąd Okręgowy w Warszawie 14 grudnia 2015 r., sygn. akt XVII AmE 3/15, decyzji Prezesa URE – zostały zawarte umowy o przyłączenie do sieci instalacji OZE o łącznej mocy 153,5 MW. Powyższe dane dotyczą prowadzonych przez Prezesa URE działań mieszczących się w obszarze zadań wskazanych w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* (pkt 5.1. *Cele w zakresie wykorzystania OZE*), mających na celu wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii, co najmniej do poziomu 15% w 2020 r. Należy dodać, że wydanie decyzji umarzających niektóre z ww. postępowań wynikało z faktu, że na skutek podjętych przez Prezesa URE działań concyliacyjnych, strony doszły do porozumienia i już po złożeniu wniosku o rozstrzygnięcie sporu zawarły przedmiotową umowę o przyłączenie do sieci bez konieczności wydania przez Prezesa URE decyzji administracyjnej rozstrzygającej merytorycznie zaistniały spór (5 spraw), albo wnioskodawca z innych przyczyn wycofał żądanie rozstrzygnięcia sporu przez Prezesa URE (9 spraw).

W 2015 r. Prezes URE rozstrzygał również inne sprawy sporne, dotyczące m.in. wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Zgodnie z art. 6b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii może wstrzymać, z zastrzeżeniem art. 6c, dostarczanie paliw gazowych lub energii, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie paliw lub energii albo odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności. Z kolei stosownie do art. 6b ust. 4 tej ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne wstrzymuje obligatoryjnie dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska. Działania właściwych operatorów w zakresie wstrzymania dostaw są poddane kontroli organu regulacyjnego.

Należy również przypomnieć, że Prezes URE nie posiada kompetencji do rozstrzygania sporów związanych z już zawartymi umowami. Tymczasem znacząca liczba sporów pomiędzy odbiorcami czy wytwórcami a przedsiębiorstwami energetycznymi, pojawia się na płaszczyźnie umów między tymi podmiotami zawartych. W takiej sytuacji organem właściwym do rozstrzygnięcia sporu jest sąd powszechny.