

# **Raport Krajowy**

*Prezesa*

*Urzędu Regulacji Energetyki*

**2014**

Lipiec 2014



# Spis treści

<b>Wykaz skrótów używanych w tekście raportu .....</b>	<b>4</b>
<b>1. Słowo wstępne .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i gazu .....</b>	<b>7</b>
<b>3. Rynek energii elektrycznej .....</b>	<b>13</b>
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych .....	13
3.1.1. Unbundling .....	13
3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu .....	16
3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych .....	20
3.1.4. Kwestie transgraniczne .....	22
3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym .....	27
3.2. Promowanie konkurencji .....	33
3.2.1. Rynek hurtowy .....	33
3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	36
3.2.1.2. Rynek detaliczny .....	38
3.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji .....	38
3.2.2.2. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji .....	41
3.3. Bezpieczeństwo dostaw .....	47
3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu .....	47
3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze .....	51
3.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zarządzenie przypadkiem niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców .....	52
<b>4. Rynek gazu ziemnego .....</b>	<b>53</b>
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych .....	53
4.1.1. Unbundling .....	53
4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu .....	55
4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych i instalacji LNG .....	62
4.1.4. Kwestie transgraniczne .....	64
4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym .....	70
4.2. Promowanie konkurencji .....	71
4.2.1. Rynek hurtowy .....	71
4.2.2. Rynek detaliczny .....	74
4.2.2.1. Monitorowanie poziomu cen, przejrzystości oraz poziomu skuteczności otwarcia rynku i konkurencji .....	75
4.2.3. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji.....	76
4.3. Bezpieczeństwo dostaw .....	78
4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu .....	79
4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy .....	80
4.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zarządzenie przypadkiem niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców .....	85
<b>5. Ochrona konsumentów oraz rozstrzygnięcie sporów w sektorach energii elektrycznej i gazu .....</b>	<b>88</b>
5.1. Ochrona konsumentów .....	88
5.2. Rozstrzygnięcie sporów .....	92

## Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
ARE SA	Agencja Rynku Energii SA
b.d.	brak danych
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 SA	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KDT	Kontrakty długoterminowe
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz-System SA	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System SA
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG SA	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE SA	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
PTPiREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
SGT EuRoPol Gaz SA	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz SA
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TGE SA	Towarowa Giełda Energii SA
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów

# 1. SŁOWO WSTĘPNE

W 9. Raporcie Krajowym Prezesa URE opisana została sytuacja na rynku gazu i energii elektrycznej w Polsce oraz główne zmiany w stosunku do lat poprzednich. Sprawozdanie zawiera również opis kroków i działań, jakie zostały podjęte przez polskiego Regulatora na rzecz wspierania rozwoju wolnego i konkurencyjnego rynku energii w Polsce oraz jego integracji z rynkami innych państw Unii Europejskiej.

W 2013 r. kontynuowane były prace nad wdrożeniem do polskiego porządku prawnego przepisów trzeciego pakietu energetycznego i tym samym stworzeniem podstaw prawnych dla dalszego rozwoju rynku energii w Polsce. Proces ten został zakończony 11 września 2013 r. wejściem w życie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne.

Ustawa nowelizacyjna wywarła znaczący wpływ na funkcjonowanie rynku energii w Polsce oraz na zakres i charakter zadań wykonywanych przez Prezesa URE. W celu stworzenia możliwości rozwoju konkurencyjnego rynku gazu w Polsce wprowadzony został obowiązek sprzedaży części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej na giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany. Jest to narzędzie mające zapewnić transparentne zasady handlu gazem ziemnym i przyczynić się do rozwoju konkurencji na rynku gazu w Polsce.

W roku ubiegłym prowadzone były też działania o charakterze prokonsumenckim. Przygotowany został wzór generalnej umowy dystrybucyjnej dla usługi kompleksowej. Ma on uprościć proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych poprzez wprowadzenie możliwości proponowania przez alternatywnych sprzedawców swoim odbiorcom sprzedaży i dostawy energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej. Jest to ułatwienie dla konsumentów w korzystaniu z ofert pojawiających się na rynku, przyczyniające się do przyspieszenia rozwoju tego segmentu rynku poprzez wzrost atrakcyjności oferowanych produktów.

W świetle zdefiniowanego na rok 2014 celu, jakim jest utworzenie wspólnego rynku energii, aspekt międzynarodowy działalności Prezesa URE ukierunkowany był na integrację polskiego rynku energii z rynkami krajów sąsiadujących. 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 2013 r. ukończone zostały prace legislacyjne nad nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzającą zmiany regulacji w zakresie prawa energetycznego i implementującą do polskiego porządku prawnego przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE<sup>1)</sup> oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE<sup>2)</sup>. Ustawa nowelizująca weszła w życie 11 września 2013 r.<sup>3)</sup>

Kluczowa zmiana wprowadzona ustawą nowelizującą zmienia pozycję Regulatora i jest konsekwencją wdrożenia przepisów III pakietu energetycznego w zakresie, w jakim zadania i kompetencje organu regulacyjnego określają dyrektywy 2009/72/WE oraz 2009/73/WE. Zmiany mają na celu wzmocnienie pozycji regulatora poprzez zagwarantowanie organowi regulacyjnemu niezależności prawnej i funkcjonalnej. W nowym brzmieniu art. 21 ustawy – Prawo energetyczne, jako drogę wyłonienia Prezesa URE wskazuje otwarty i konkurencyjny nabór przeprowadzany przez Szefa Kancelarii Prezesa Rady Ministrów z upoważnienia Prezesa Rady Ministrów. W trakcie naboru zostaje wyłonionych nie więcej niż trzech kandydatów, spośród których Prezes Rady Ministrów powołuje Prezesa URE. Wprowadzono również kadencyjność organu regulacyjnego (Prezes URE jest powoływany na pięcioletnią kadencję z możliwością jednokrotnego jej odnowienia), gwarantując jednocześnie ciągłość wykonywania zadań organu poprzez zobowiązanie Prezesa URE po upływie kadencji do pełnienia funkcji do czasu powołania następcy. Ponadto podano określone przypadki, w których Prezes URE może zostać odwołany przed upływem kadencji, a także przypadki, w których wykonywanie obowiązków Prezesa URE może zostać tymczasowo powierzone Wiceprezesowi URE (wyłączając kompetencję do zwolnienia przedsiębiorstwa energetycznego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, w przypadku stwierdzenia, że działa ono w warunkach konkurencji, jak również cofnięcia udzielonego zwolnienia, przysługującą Prezesowi według art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne). Podobne regulacje w zakresie prowadzenia naboru zostały wprowadzone w odniesieniu do obsadzania stanowiska Wiceprezesa URE.

Jednym z najważniejszych obszarów działań regulacyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w 2013 r. była kontynuacja prac na rzecz liberalizacji rynku paliw gazowych. Dokonując oceny efektów dotychczasowych działań podejmowanych w celu wprowadzenia mechanizmów konkurencyjnych na rynku gazu ziemnego, Regulator uznał segment hurtowego obrotu gazem ziemnym za spełniający przesłanki do uznania go za rynek konkurencyjny. W konsekwencji w 2013 r. wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi mogły, po złożeniu Prezesowi URE przewidzianego prawem wniosku, zostać zwolnione z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe w zakresie ich sprzedaży do przedsiębiorstw energetycznych, nabywających je w ramach obrotu paliwami gazowymi. Ponadto w 2013 r. w ramach prac prowadzonych przez URE na rzecz zmian na rynku paliw gazowych, stworzono rozwiązania ułatwiające zmianę sprzedawcy gazu ziemnego. Ułatwienia te były efektem wejścia w życie rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi<sup>4)</sup>, ustanawiającego niezmienną i niezależną od sprzedawcy strukturę opłat związanych z dostawą paliwa do odbiorcy. W kontekście rynku gazu trzeba również wskazać na nowelizację ustawy – Prawo energetyczne, która wprowadziła regulacje umożliwiające rozwój konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, w tym przede wszystkim obowiązek obrotu paliwami gazowymi za pośrednictwem giełd towarowych. Wprowadzenie tzw. obliża giełdowego, rozumiane jako narzędzie gwarantujące transparentne zasady handlu gazem ziemnym, zakłada możliwość zmiany struktury rynku gazu ze zmonopolizowanej w kierunku rynku konkurencyjnego.

<sup>1)</sup> Dz.U.UE.L.2009.211.55, zwana dalej „dyrektywą 2009/72/WE”.

<sup>2)</sup> Dz.U.UE.L.2009.211.94, zwana dalej „dyrektywą 2009/73/WE”.

<sup>3)</sup> Ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984), zwana dalej „ustawą zmieniającą”.

<sup>4)</sup> Dz. U. z 2013 r. poz. 820, zwane dalej „rozporządzeniem taryfowym”.

Rok 2013 przyniósł też zmiany prawne w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE po raz pierwszy przeprowadził i rozstrzygnął przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. W drugiej połowie 2013 r. rozpoczęto też proces przyznawania operatorom systemów przesyłowych certyfikatów niezależności. Były to działania zmierzające do ustalania, czy operatorzy są niezależni pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji od wykonywania innych działalności niezwiązanych ze swoją główną działalnością. Postępowania administracyjne w tym zakresie nie zostały zakończone do końca 2013 r.

## Rynek energii elektrycznej

Rok 2013 przyniósł dalszy rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce. Wzrósł poziom zużycia energii elektrycznej, poziom produkcji, liczba i wolumen zawieranych transakcji handlowych. Jednocześnie nastąpił spadek cen energii elektrycznej. Struktura produkcji nie uległa zmianie – nadal większość wytwarzania oparta jest na paliwach konwencjonalnych, następuje jednak powolny wzrost udziału źródeł odnawialnych. Hurtowy rynek energii utrzymywał wysoki stopień koncentracji, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i mocy zainstalowanej. Na rynku detalicznym energii elektrycznej nadal obserwowano wzrost liczby odbiorców obsługiwanych na zasadach wolnorynkowych. Ogólna liczba odbiorców TPA w 2013 r. wzrosła w porównaniu do roku ubiegłego o ponad połowę. Zauważyć przy tym należy, że podobnie jak w 2012 r., udział odbiorców korzystających z prawa do zmiany sprzedawcy w grupie gospodarstw domowych wzrósł dużo bardziej niż w przypadku odbiorców przemysłowych i instytucjonalnych.

## Rynek hurtowy

W porównaniu do 2012 r., w 2013 r. liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego nie uległa znaczącym zmianom. Największy udział w wytwarzaniu miała nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA (39,3% – spadek z 40,5% w 2012 r.), a w sprzedaży – TAURON Polska Energia SA (13,6% – spadek z 13,7% w 2012 r.).

Istnienie pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych skutkuje znaczną koncentracją na rynkach wytwarzania i obrotu energią elektryczną. W 2013 r. udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych wyniósł 55,4% (1,3 punktów procentowych mniej niż rok wcześniej), a udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci – 62,6% (1,7 punktów procentowych mniej niż w roku 2012). Trzej najwięksi wytwórcy (tj. skupieni w grupach kapitałowych PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i 2/3 produkcji energii elektrycznej kraju. Wskaźnik HHI, mierzony według mocy zainstalowanej i według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (przy uwzględnieniu wolumenu energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), obniżył się w 2013 r. w stosunku do 2012 r. odpowiednio o 4,1% i 5,0%.

W 2013 r., podobnie jak w latach poprzednich, głównymi formami sprzedaży energii elektrycznej wśród jej wytwórców były giełda energii oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. Sprzedaż na giełdzie energii wyniosła 78,5 TWh (11,7% mniej niż w 2012 r.), a sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu – 57,2 TWh (29,7% więcej niż w 2012 r.). Przedsiębiorstwa obrotu kierowały sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu (44,17% sprzedaży) oraz do odbiorców końcowych (35,61%), w mniejszym stopniu na towarową giełdę energii (11,44%).

W 2013 r. status członka TGE posiadało 59 przedsiębiorstw, wśród których znaleźli się wytwórcy energii, spółki obrotu oraz domy maklerskie. Osiem spośród nich jest członkami TGE od 2013 r. Całkowity wolumen transakcji zawartych na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE SA w 2013 r. wyniósł 176,553 TWh i był wyższy od wolumenu w 2012 r. o 33,76%. Według daty dostawy, sprzedaż energii elektrycznej w 2013 r. wyniosła 135,909 TWh.

Największy wolumen obrotu realizowany był na Rynku Terminowym Towarowym (RTT). W 2013 r. zawarte na nim zostały, łącznie z aukcjami energii elektrycznej, 9 993 transakcje o łącznym wolumenie 154,299 TWh, co stanowi 36,70% wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim. Rynek Dnia Następnego odnotował natomiast 1 612 006 transakcji o łącznym wolumenie 22,201 TWh. Oznacza to



wzrost o 16,21% w porównaniu do 2012 r. 3 238 transakcji zawarto na Rynku Dnia Bieżącego, ich łączny wolumen wyniósł 52 676 MWh (173% wzrost względem roku 2012).

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE do 31 marca każdego roku oblicza i publikuje średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni (tj. sprzedaż energii elektrycznej, liczonej według daty dostawy, realizowaną przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej – do spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych lub przez giełdę energii). W 2013 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 181,55 zł/MWh, co było kwotą o 9,84% niższą niż w 2012 r.

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE oblicza i publikuje średnią kwartalną cenę energii elektrycznej niepodlegającą obowiązkowi zawartemu w ust. 1 i 2 artykułu<sup>5)</sup> do 14 dni od zakończenia kwartału. Wartość ta uwzględnia dane z realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz obejmuje sprzedaż energii elektrycznej, liczonej po dacie dostawy. W IV kwartale 2013 r. cena ta wyniosła 195,84 zł/MWh.

Jeśli chodzi o ceny energii elektrycznej na TGE SA, na Rynku Dnia Następnego średnie miesięczne wartości indeksu IRDN24 w grudniu 2013 r. były ponad 13% niższe niż w grudniu 2012 r. Na Rynku Terminowym ceny również spadły – o ok. 14%, tj. z 177,00 zł/MWh w 2012 r. do 152,25 zł/MWh w 2013 r.

## Rynek detaliczny

W 2013 r. na detalicznym rynku energii elektrycznej działało pięciu dużych OSD, posiadających sieci bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSD). Podlegali oni obowiązkowi unbundlingu. 153 OSD funkcjonowało natomiast w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, nie mających obowiązku wydzielenia działalności dystrybucyjnej i nie przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej (OSDn).

Podobnie jak w latach ubiegłych największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mieli sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent suppliers*), pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej jako stroną umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawcy z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie wybrali nowego sprzedawcy. W 2013 r. na rynku funkcjonowało pięciu sprzedawców z urzędu, ponad 80 przedsiębiorstw obrotu działających w obszarze sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców na rynku gospodarstw domowych, oraz 153 sprzedawców funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

Stronę popytową detalicznego rynku energii stanowią odbiorcy końcowi, których jest ok. 16,7 mln. Są oni uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy w sposób ciągły i niezawodny. 15 mln odbiorców (ponad 90%) to odbiorcy z grupy G (głównie odbiorcy w gospodarstwach domowych). Ponad 14 mln odbiorców z gospodarstw domowych dokonuje zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Wolumen tych zakupów nie jest wysoki i stanowi ok. 24% całkowitego wolumenu dostaw energii elektrycznej. Pozostali odbiorcy energii elektrycznej należą do grup A, B i C. Grupy A i B to tzw. odbiorcy przemysłowi (zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia), a grupa C – biznesowi (przyłączeni do sieci niskiego napięcia).

W 2013 r. ponad 89 tys. odbiorców z grup A, B i C korzystało z prawa zakupu energii od wybranego sprzedawcy, podczas gdy w grupie G było to 131 tys. Pod koniec roku wzrost liczby odbiorców TPA wyniósł 52,6% w porównaniu do 2012 r. (39,4% dla grup A, B i C oraz 63,1% dla grupy G). Dane te

---

<sup>5)</sup> Obowiązek przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej do sprzedaży nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, z zastrzeżeniem, że przedsiębiorstwa mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej są obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną nieobjętą ww. obowiązkiem, w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

pokazują, że odbiorcy na rynku detalicznym energii korzystają z przysługujących im praw. Przyczyniają się do tego niewątpliwie możliwość skorzystania z zamieszczonej na stronie internetowej operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, listy sprzedawców działających na terenie tego operatora oraz możliwość samodzielnego porównania cen przez nich oferowanych za pomocą Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego na stronie internetowej URE.

Sprzedawcy z urzędu oraz funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo niezobowiązani do rozdzielania działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe.

W odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych, pomimo spełnienia najważniejszych warunków dla całkowitej liberalizacji rynku energii elektrycznej zawartych w Mapie drogowej uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej „W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”, regulacja cen energii elektrycznej została utrzymana. Spowodowane jest to koniecznością monitorowania funkcjonowania rynku detalicznego oraz zabezpieczenia interesów najsłabszej grupy odbiorców. Decyzja Prezesa URE o zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia musi bowiem opierać się nie tylko na spełnieniu warunków zawartych w art. 49 ustawy – Prawo energetyczne, ale także na wykazanej faktycznej możliwości korzystania z systemu wsparcia przez odbiorców wrażliwych społecznie.

W IV kwartale 2013 r. w stosunku do analogicznego okresu w roku 2012 opłaty za energię elektryczną dla odbiorców, którzy nie skorzystali z prawa do wyboru sprzedawcy, uległy obniżeniu. Największy spadek cen energii elektrycznej nastąpił w grupie A – o 9,7%, natomiast najmniejszy – w grupie C – o 0,5%. Warto odnotowania jest odwrócenie trendu w kształtowaniu się cen energii elektrycznej – do roku 2013 obserwowano wzrost cen. Tendencja spadkowa wynika ze zmiany sytuacji na rynku energii, zwłaszcza ze spadku cen zakupu energii elektrycznej na rynku hurtowym i obniżenia cen zakupu tzw. zielonych certyfikatów.

Zmiany opłaty dystrybucyjnej w 2013 r. były zróżnicowane w zależności od grupy odbiorców. Spadek nastąpił w grupach A (o 6,6%) i B (o 0,6%). W pozostałych grupach opłaty wzrosły: od 0,7% dla odbiorców w gospodarstwach domowych do 1,9% dla grupy C.

## Rynek gazu

W 2013 r. na skutek zmian zawartych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) i Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych (IRiESD) możliwe stało się uruchomienie rynku gazu na giełdzie i podjęcie dalszych kroków na drodze do uwolnienia rynku gazu.

## Rynek hurtowy

Stopień rozwinięcia hurtowego rynku gazu ziemnego w 2013 r. nadal był niewystarczający. Na skutek pionowo skoncentrowanej struktury sektora hurtowego obrót (zarówno poprzez kontakty dwustronne, jak i na giełdzie gazu) stanowi jedynie 2,9% zużycia krajowego.

Podobnie jak w 2012 r., hurtowy obrót gazem ziemnym był zdominowany przez PGNiG SA. Na koniec grudnia 2013 r. koncesje na obrót paliwami gazowymi posiadało 120 podmiotów, a 36 przedsiębiorstw energetycznych brało aktywny udział w obrocie gazem ziemnym. Znaczna część obrotu hurtowego dotyczy spółek posiadających własne sieci dystrybucyjne i odbywa się nadal w fizycznych punktach sieci. Nienależące do PGNiG SA przedsiębiorstwa zajmujące się hurtowym obrotem gazem ziemnym pozyskały 8,3 TWh gazu ziemnego (56,3% to zakupy z PGNiG SA).

Po wprowadzeniu do ustawy – Prawo energetyczne (art. 49b) obowiązku publicznej sprzedaży gazu (tj. obowiązku przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami gazowymi do sprzedaży części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej na giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany), wolumen podlegający temu obowiązkowi w 2013 r. wynosił 30% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym. W 2014 r. wolumen ten został zwiększony do 40%, a od 1 stycznia 2015 r. ma wynieść 55%. Docelowo rozwiązanie to ma umożliwić powstanie hurtowego rynku gazu ziemnego o wysokiej transparentności zawieranych transakcji, dzięki czemu podmioty na nim obecne będą miały dostęp do

paliwa gazowego oferowanego w sposób transparentny, w oparciu o ceny kształtowane przez mechanizmy rynkowe.

20 grudnia 2012 r. w ramach giełdy gazu ziemnego uruchomiono rynek terminowy towarowy gazu (RTTg) oraz rynek dnia następnego gazu (RDNg). W okresie styczeń – grudzień 2013 r. kontrakty zawarte na TGE SA skutkowały dostarczeniem 1 113 042 MWh gazu po średniej cenie 116,73 zł/MWh. Wolumen, na jaki zostały zawarte kontrakty na rynku spot i terminowym wyniósł odpowiednio: 424 700 MWh oraz 1 959 790 MWh.

## Rynek detaliczny

Na strukturę rynku detalicznego nadal wpływa dominacja GK PGNiG SA na rynku paliw gazowych. Wynikający z niej wysoki poziom koncentracji spowalnia także tempo zachodzących zmian. W 2013 r. 94,42% sprzedaży gazu ziemnego było realizowane przez PGNiG SA, podczas gdy pozostałe 5,58% – przez kilkadziesiąt innych podmiotów działających na rynku. W 2012 r. udziały te wynosiły odpowiednio: 95,22% i 4,78%, co świadczy o zachodzeniu stopniowych zmian na detalicznym rynku gazu.

Pośród wszystkich grup odbiorców gazu od GK PGNiG SA w 2013 r., najliczniejszą grupę stanowili odbiorcy w gospodarstwach domowych, którzy pobierali zarówno gaz wysokometanowy, jak i zaazotowany. Stanowili oni 99,8% odbiorców gazu wysokometanowego i 95,6% odbiorców gazu zaazotowanego. Ich udział w całkowitym wolumenie sprzedaży wyniósł odpowiednio: 27,3% oraz 15,9%. Największy udział w sprzedaży pod względem wolumenu mieli odbiorcy końcowi o wolumenie zużycia powyżej 25 mln m<sup>3</sup> (35,86%). PGNiG SA zaopatruje w gaz również operatorów systemów gazowych, którzy obok zakupu od PGNiG SA nabywali go również od dostawców zagranicznych. Sprzedaż gazu przez GK PGNiG SA odbywała się w systemie taryfowym i pozataryfowym, przy czym wolumen objęty obowiązkiem zatwierdzenia przez Prezesa URE wyniósł ponad 13,5 mln m<sup>3</sup>, a tylko 1 mln m<sup>3</sup> został sprzedany w wyniku transakcji wolnorynkowych.

Przedsiębiorstwa nienależące do GK PGNiG SA zajmowały się odsprzedażą gazu ziemnego nabytego w obrocie wewnętrznym bądź krajowym (głównie od PGNiG SA). Łącznie w 2013 r. sprzedały one 721 mln m<sup>3</sup> gazu do 44 920 odbiorców, z czego największy wolumen trafił do odbiorców końcowych o zużyciu od 2,5 do 25 mln m<sup>3</sup>. Odbiorcy przemysłowi stanowili 2% wszystkich odbiorców, pobierając 84,66% wolumenu sprzedanego gazu, odbiorcy z sektora handlu i usług stanowili 5,08%, pobierając 7,79% wolumenu, natomiast do gospodarstw domowych stanowiących aż 92,91% wszystkich odbiorców trafiło jedynie 7,62% całkowitego wolumenu sprzedanego gazu.

Obok gazu wysokometanowego i zaazotowanego dostarczanego siecią, PGNiG SA i inne spółki obrotu zajmowały się również sprzedażą gazu skroplonego LNG, którego łączny wolumen sprzedaży w 2013 r. wyniósł ok. 31 271 ton.

W 2013 r. nadal obowiązywała regulacja cen wysokometanowego i zaazotowanego gazu dostarczanego siecią gazową na rynek detaliczny, natomiast ceny LNG i CNG zostały zwolnione z taryfowania na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne.

## Ochrona konsumenta

W celu zapewnienia odbiorcom dostępu do informacji oraz wzmocnienia ich pozycji na rynku, poprzez ustawę nowelizującą nałożono na sprzedawców energii elektrycznej obowiązek zamieszczania w umowie sprzedaży oraz umowie kompleksowej postanowień określających strony umowy sprzedaży, jak i postanowień zawierających informacje o prawach odbiorcy, w tym sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygnięcia sporów, możliwości uzyskania pomocy w przypadku wystąpienia awarii oraz informacji o miejscu i sposobie zapoznania się z obowiązującymi taryfami, w tym opłatami za utrzymanie systemu elektroenergetycznego.

Jednocześnie Prezes URE został zobowiązany do przygotowania we współpracy z Prezesem UOKiK Zbioru Praw Konsumenta – dokumentu zawierającego praktyczne informacje o prawach konsumentów. W 2013 r., w wyniku współpracy Prezesa URE i Prezesa UOKiK, po konsultacjach z Federacją Konsumentów i Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich i po uwzględnieniu uwag sprzedawców zrzeszonych w TOE, sprzedawców alternatywnych oraz operatorów systemów dystrybucyjnych, powstały dwa dokumenty: Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej i Zbiór Praw Konsumenta Paliw Gazowych. Kopia Zbioru Praw Konsumenta ma być dostarczona przez sprzedawców do każdego odbiorcy w gospodarstwie domowym. Dokument ten został również zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

## Bezpieczeństwo dostaw

W 2013 r. zużycie energii elektrycznej w Polsce wyniosło 157 980 GWh i było wyższe o ponad 0,6% od zużycia w roku poprzednim. Małe tempo zmian spowodowane jest utrzymującym się niskim poziomem wzrostu PKB w 2013 r. (1,6% wg GUS). Średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 884 MW i wzrosło w 2013 r. o 0,3% w porównaniu z rokiem ubiegłym, podczas gdy maksymalne zapotrzebowanie spadło o ponad 4,2% i wyniosło 24 761 MW. Produkcja energii elektrycznej kształtowała się natomiast na poziomie 162 501 GWh (1,7% wzrost w stosunku do roku 2012). Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym w oparciu o węgiel kamienny i brunatny (89,03%, w 2012 r. – 90,44%). Nastąpił jednocześnie dalszy wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych (elektrownie wodne, wiatrowe i inne odnawialne – wzrost z 4% w 2012 r. do 6% w 2013 r.).

W kwestii mocy zainstalowanych i osiągalnych elektrowni krajowych, nie zauważono w skali globalnej istotnych zmian obu wielkości w stosunku do roku 2012. Warto jednak podkreślić spadek o 2% wartości mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni ciepłych oraz jednoczesny wzrost o ponad 30% tych wartości dla źródeł odnawialnych. W sumie moc zainstalowana wzrosła w 2013 r. o ok. 1% w stosunku do 2012 r., kształtując się na poziomie 38 406 MW. Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni (wyliczona na podstawie szczytu wieczornego z dni roboczych) wzrosła z 37 264 MW w 2012 r. do 37 749 MW w 2013 r., z kolei odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej zmalała z 26 712 MW w 2012 r. do 26 628 MW w 2013 r. W konsekwencji relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej w 2013 r. spadła w stosunku do roku poprzedniego z 71,68% do 70,54%.

W 2013 r. całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wyniosło 14 738,91 mln m<sup>3</sup>. Gaz pochodzący ze źródeł krajowych w ilości 46,2 TWh stanowił blisko 24% całkowitego zaopatrzenia kraju w ten surowiec. Większość zużywanego gazu pochodziła natomiast z zagranicy – wolumen dostaw wyniósł w 2013 r. 124,9 TWh, co obejmowało import z kierunku wschodniego oraz dostawy wewnątrzspółnotowe. Import z kierunku wschodniego realizowany był w ramach długoterminowego kontraktu zawartego w 1996 r. pomiędzy PGNiG SA a OOO Gazprom Eksport, a całkowita ilość gazu importowana w ramach tego kontraktu wyniosła 97,7 TWh, co stanowiło ok. 78,2% całkowitych dostaw gazu na terytorium Polski. Pozostałe dostawy gazu były wynikiem nabycia wewnątrzunijnego (27,2 TWh, tj. 21,8%).

Łączna pojemność magazynów na koniec roku wynosiła 2 090,99 mln m<sup>3</sup>. Podmiotom trzecim zostało udostępnione 371,5 mln m<sup>3</sup> pojemności magazynowej w ramach umów długoterminowych, w tym 256,5 mln m<sup>3</sup> na warunkach ciągłych oraz 115 mln m<sup>3</sup> na warunkach przerywanych. Dodatkowo, w ramach kontraktów krótkoterminowych operator systemu magazynowania (OSM) udostępnił podmiotom trzecim 21,5 mln m<sup>3</sup> pojemności magazynowej na warunkach przerywanych. OSM nie posiadał zdolności magazynowych zwolnionych z dostępu stron trzecich. Na koniec sezonu zatłaczania 2013 r. stopień napełnienia magazynów wynosił 99,5%. Większość z podziemnych magazynów gazu to magazyny w byłych złożach gazu o niewielkiej, w stosunku do pojemności czynnej, zdolności opróżniania.

W 2013 r. operator systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA podejmował działania mające kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, ukierunkowane na:

- minimalizację skutków realizacji scenariuszy kryzysowych,
- likwidację wąskich gardeł w systemie przesyłowym w celu usprawnienia rozpliwów gazu ziemnego w sieci (rozwój sieci gazowej w Polsce północnej) oraz
- budowę kolejnych połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi UE (połączenie Polska-Czechy, Polska-Słowacja, Polska-Litwa),
- zwiększenie zdolności przesyłowych na połączeniach z systemami przesyłowymi państw członkowskich,
- zwiększenie udziału środków rynkowych w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowej.

## 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 SA, z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie, którego 100% akcji należy do Skarbu Państwa. PSE SA działają w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, określonej w art. 9 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE. W imieniu Skarbu Państwa uprawnienia wynikające z akcji PSE SA wykonuje, na podstawie art. 12a ustawy – Prawo energetyczne<sup>6)</sup>, Minister Gospodarki. PSE SA prowadzą działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Działalność ta jest wykonywana na podstawie koncesji na przesyłanie energii elektrycznej, wydanej przez Prezesa URE obowiązującej do 31 grudnia 2030 r. Na mocy decyzji Prezesa URE, PSE SA zostały wyznaczone operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

W związku z transponowaniem ustawą zmieniającą do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy 2009/72/WE w zakresie uzyskiwania przez operatorów systemów przesyłowych oraz operatorów systemów połączonych certyfikatu spełniania kryteriów niezależności PSE SA, jako właściciel sieci przesyłowej, wystąpiły 10 października 2013 r. do Prezesa URE z wnioskiem o przyznanie certyfikatu niezależności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, o którym mowa w art. 9h<sup>1</sup> ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Po przeanalizowaniu treści wniosku PSE SA o przyznanie certyfikatu niezależności, Prezes URE dwukrotnie w ciągu 2013 r. wezwał stronę do nadesłania wskazanych w piśmie wyjaśnień i dokumentów, a PSE SA na wezwania te odpowiedziały w wymagany sposób i w wyznaczonym terminie. Postępowanie w sprawie przyznania PSE SA certyfikatu niezależności kontynuowane było w roku 2014 i zakończyło się 4 czerwca 2014 r. wydaniem decyzji o przyznaniu temu przedsiębiorstwu certyfikatu spełniania kryteriów niezależności (o których mowa w art. 9d ust. 1e ustawy – Prawo energetyczne), z uwzględnieniem uwag zawartych w treści pozytywnej opinii Komisji Europejskiej. Postępowanie w sprawie przyznania powyższego certyfikatu przebiegało zgodnie z zasadami i procedurami ustanowionymi w art. 10 dyrektywy 2009/72/WE oraz art. 3 rozporządzenia 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 uchylającego rozporządzenie (WE) Nr 1228/2003<sup>7)</sup>.

Przyznanie certyfikatu spełnienia kryteriów niezależności dla PSE SA stanowiło podstawę do wydania decyzji przez Prezesa URE o wyznaczeniu PSE SA operatorem systemu przesyłowego 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).

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

<sup>6)</sup> Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.

<sup>7)</sup> Dz. U. UE L 09.211.15, zwane dalej: „rozporządzeniem 714/2009”.

sieciowe oznacza bezpośrednie finansowe zainteresowanie wynikami powiązanej branży dostawczej, co w konsekwencji skutkuje utratą przez zarząd zdolności „niezależnego działania”. Ponadto ust. 1a przywołanego przepisu stanowi, że operatorzy, o których mowa powyżej, nie mogą również wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych.

Na koniec 2013 r. na terenie Rzeczypospolitej Polskiej działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej wykonywało 158 OSD wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 5 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 153 OSD niepodlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego (przy czym w części przypadków termin rozpoczęcia pełnienia funkcji operatora ustalono w okresie po 1 stycznia 2014 r.).

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

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

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

## **Programy Zgodności**

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

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadziła istotne zmiany w zakresie rodzajów podmiotów zobowiązanych do opracowania Programów Zgodności. Dotychczasowy obowiązek jego opracowywania przez operatora sieci przesyłowej został zniesiony, gdyż występujący u OSP unbundling własnościowy (PSE SA jest spółką nie wchodzącą w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, będącą w 100% własnością Skarbu Państwa) w praktyce okazał się wystarczający do zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu.

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

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

- wykaz naruszeń Programu Zgodności,
- informację odnośnie skarg i wniosków dotyczących Programu Zgodności,

- działania podjęte w ramach realizacji Programu Zgodności,
- stosowane środki ochrony informacji sensytywnych.

Wszyscy Inspektorzy ds. zgodności, którzy zgodnie z ustawą są zobowiązani do przedłożenia Prezesowi URE sprawozdań z realizacji Programów Zgodności, wypełnili obowiązek ich przekazania za rok 2013, dochowując ustawowego terminu (koniec I kwartału 2014 r.).

W jednym z nadesłanych sprawozdań operator opisał postępowanie wyjaśniające dotyczące naruszenia Programu Zgodności w zakresie punktu mówiącego o obowiązkach pracowników OSD dotyczących zapewnienia zasad równego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. Po zebraniu dodatkowego materiału dowodowego w marcu 2013 r. Prezes URE wszczął postępowanie administracyjne w sprawie nałożenia kary pieniężnej z powodu traktowania w uprzywilejowany sposób sprzedawcy z urzędu należącego do tej samej co OSD grupy kapitałowej. Postępowanie administracyjne zostało zakończone w październiku 2013 r. wymierzeniem OSD kary pieniężnej. W związku z tym Inspektor ds. zgodności przeprowadził szeroką akcję informacyjną w OSD oraz jego spółkach zależnych, przypominającą zagadnienia z zakresu objętego Programem. Ponadto podjęto szereg działań mających na celu poprawę informacji zawartych na stronie internetowej OSD w zakresie kanałów komunikacji dla klientów usług dystrybucyjnych. Poza wymienionym przypadkiem nie doszło do innych naruszeń Programu Zgodności. U innego OSD odnotowano podejrzenie naruszenia Programu dotyczące konsultacji pracowników OSD ze spółką sprzedawczą z grupy kapitałowej w sprawie wyboru rodzaju inteligentnych liczników do przyszłego stosowania na obszarze OSD, jednak w wyniku przeprowadzonego przez Prezesa URE postępowania wyjaśniającego nie stwierdzono naruszenia. Jednocześnie Prezes URE zalecił OSD zmianę sposobu komunikowania się ze sprzedawcami, celem zminimalizowania w przyszłości wystąpienia ryzyka zachowania dyskryminacyjnego względem użytkowników systemu.

Poza jedną niezasadną skargą odnotowaną u innego operatora, nie było wśród poszczególnych OSD innych skarg, jak również wniosków i uwag dotyczących Programu Zgodności.

Analizując nadesłane przez OSD sprawozdania z wykonania Programów Zgodności można stwierdzić, że ze względu na charakter stanowiska i zakres kompetencji, stanowisko Inspektora ds. zgodności powinno mieć zagwarantowaną niezależność oraz być wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. Pozwoliłoby to na większe zaangażowanie w kwestie przestrzegania Programów Zgodności oraz stanowiłoby dobrą praktykę operatorów. W praktyce tylko u jednego operatora stanowisko Inspektora nie było łączone z innymi zadaniami realizowanymi w spółce. U pozostałych operatorów łączono je z innym szeregowym bądź nawet kierowniczym stanowiskiem, co zostało negatywnie ocenione przez Regulatora.

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

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

Ponadto z przedstawionych sprawozdań wynika, że u OSD stosuje się podobną politykę ochrony danych sensytywnych, realizowaną poprzez odpowiedni dostęp do poszczególnych systemów informatycznych. W zależności od zakresu obowiązków konkretnych pracowników tworzy się dla nich indywidualne zakresy uprawnień do ww. danych. Wdrożone w poszczególnych OSD systemy ochrony danych sensytywnych należy uznać za właściwe, gdyż w 2013 r. odnotowano tylko jeden incydent spowodowany błędem w systemie informatycznym, w którym OSD realizuje proces zmiany sprzedawcy. W wyniku ww. błędu negatywny wynik weryfikacji wniosków zmiany sprzedawcy został przekazany do błędnego sprzedawcy. Błąd aplikacji został bezzwłocznie usunięty wraz z usunięciem przekazanych dokumentów.

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

### 3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

#### Usługi bilansowania systemu

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

Do najważniejszych zmian w 2013 r. w zakresie zasad bilansowania określonych w IRiESP należy zaliczyć:

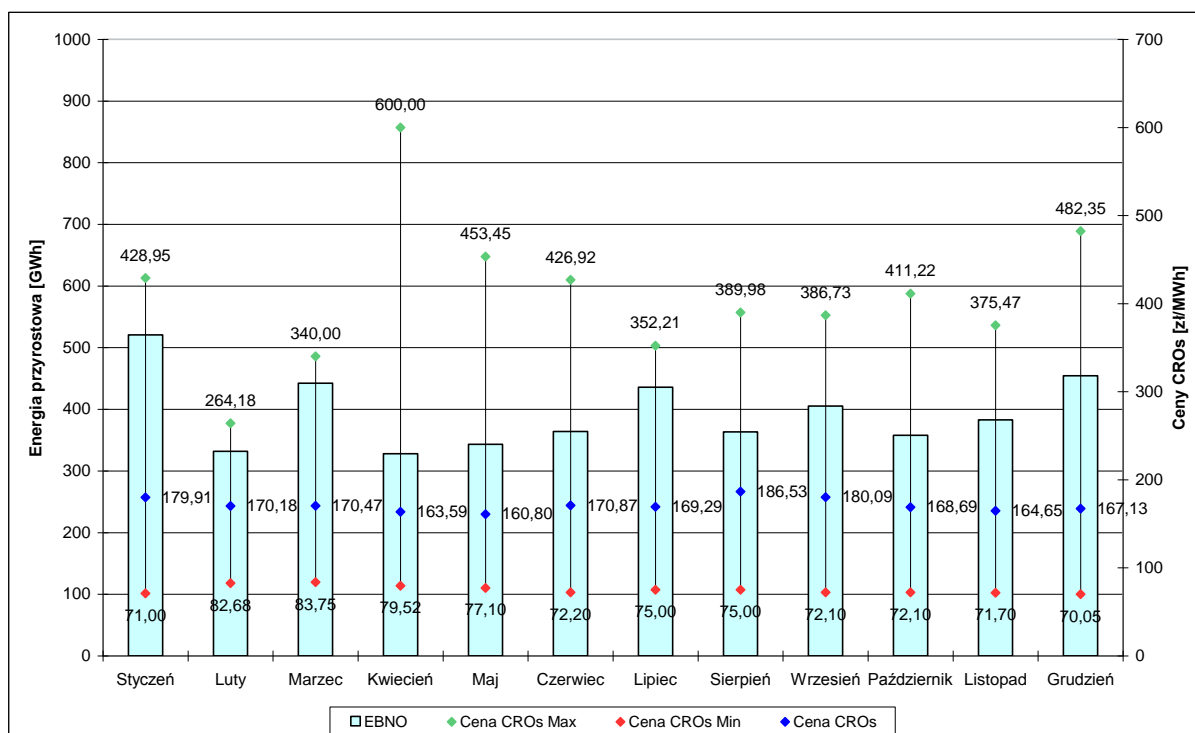
- wprowadzenie mechanizmu informowania Giełdy Energii o zmianie Operatora Rynku dla danego Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie Handlowe (BRP),
- wprowadzenie możliwości składania ofert na rynku bilansującym przez odbiorców energii (tzw. *Demand Side Response*),
- korektę zasad zabezpieczenia finansowego dotyczącego rozliczeń na Rynku Bilansującym, poprzez wprowadzenie minimalnej wysokości zabezpieczenia, uzależnienie wysokości tego zabezpieczenia od oceny ryzyka oraz wydłużenie okresu ważności zabezpieczenia do zakończenia rozliczeń na Rynku Bilansującym,
- wprowadzenie możliwości wydłużenia czasu przyjmowania zgłoszeń umów sprzedaży na rynku dnia następnego i ofert bilansujących na Rynku Bilansującym w sytuacji awarii systemów informatycznych OSP oraz opóźnienia zakończenia przez giełdy energii realizacji procesu alokacji międzysystemowych zdolności przesyłowych (*market coupling*),
- modyfikację zasad wyznaczania i zakupu przez OSP operacyjnej rezerwy mocy na Rynku Bilansującym,
- wprowadzenie dodatkowych terminów publikacji danych przez OSP o przewidywanych cenach rozliczeniowych na Rynku Bilansującym, tj. na etapie ustalania planu pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w dobie  $n-1$  w przypadku, gdy wielkość zapotrzebowania jest wyższa niż 5% od wielkości zapotrzebowania przyjętego w poprzednim planie pracy systemu.

Poza wyżej wymienionymi zmianami, Rynek Bilansujący funkcjonował na zasadach jak w roku poprzednim. W szczególności, zgodnie z tymi zasadami uczestnicy rynku zgłaszają dane techniczne i handlowe (Umowy Sprzedaży Energii (USE) i Oferty Bilansujące) do operatora systemu przesyłowego, na rynku krajowym, od godz. 9:00 do godz. 14:30 doby poprzedzającej realizację dostaw. Po zamknięciu bramki, OSP przeprowadza weryfikację zgłoszeń i informuje Operatorów Rynku o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami, odrzuceniu lub braku zgłoszeń (do godz. 15:30 doby  $n-1$ ). Zgłaszanie USE dla doby handlowej  $n$  w ramach Rynku Dnia Bieżącego (RBB) trwa od godziny 15:30 doby  $n-1$  do godziny 22:00 doby  $n$ . W chwili otwierania bramki dla Zgłoszeń USE dla doby  $n$ , tj. o godzinie 15.30 doby  $n-1$ , oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 22:00 doby  $n$ , zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP. Zgłoszenie USE w ramach RBB dotyczy wybranego okresu danej doby handlowej, obejmującego nieprzerwany ciąg godzin od określonej godziny doby handlowej do ostatniej godziny doby handlowej. Dla wymiany międzysystemowej nominacja zdolności przesyłowych z aukcji rocznej i miesięcznych jest dokonywana od godziny 12:00 do godziny 17:00 na dwie doby przed realizacją dostaw, a z aukcji dobowych – od godz. 10:30 do godz. 13:30 na dobę przed realizacją dostaw. W przypadku wymiany międzysystemowej pomiędzy polskim systemem elektroenergetycznym a niemieckim, czeskim i słowackim funkcjonuje również mechanizm zarządzania ograniczeniami przesyłowymi w ramach dnia bieżącego. Rezerwacja zdolności przesyłowych w tym trybie jest równoznaczna z ich nominacją, a umowy sprzedaży mogą być zgłaszane od godziny 15:30 doby poprzedzającej realizację dostaw do godziny 22:00 doby, w której umowa jest realizowana, przy założeniu, że zgłoszenia są dokonane z minimum jednogodzinnym wyprzedzeniem. Realizacja wymiany międzysystemowej na połączeniu SwePol Link odbywa się w ramach mechanizmu *market coupling*. Uczestnicy rynku składają oferty zakupu i sprzedaży energii elektrycznej na TGE SA do godz. 11:30, a publikacja ceny rozliczeniowej odbywa się po jej wyznaczeniu we współpracy z giełdą Nord Pool Spot AS, nie później jednak niż przed zamknięciem bramki zgłoszeń umów sprzedaży na rynku bilansującym dnia następnego. Po zgłoszeniu umów do OSP są one realizowane.



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

**Rysunek 1.** Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2013 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

W 2013 r. wolumen zakupu energii elektrycznej na Rynku Bilansującym (EBNO) zmniejszył się w porównaniu do 2012 r. z 6,55 TWh do 4,73 TWh, tj. o ok. 28%. Na koniec 2013 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyły 123 podmioty, w tym 17 wytwórców, 7 odbiorców końcowych, 7 odbiorców sieciowych, 82 przedsiębiorstwa obrotu, 2 giełdy energii, 7 OSD oraz PSE SA jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 45 operatorów rynku.

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

## 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 dostarczania energii elektrycznej<sup>8)</sup>. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ogólny i nie obejmuje wszystkich działań, o których mowa w art. 4 dyrektywy 2009/72/WE.

<sup>8)</sup> 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 sporządzanym przez Regulatora sprawozdaniu, przekazywanym corocznie ministrowi właściwemu do spraw gospodarki, przy czym dotyczy ona zakresu działań Prezesa URE określonego w ustawie – Prawo energetyczne. Należy podkreślić, że zakres ten nie obejmuje prognozy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych pięciu latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od pięciu lat do co najmniej piętnastu lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania (zgodnie z przepisami art. 4 dyrektywy 2009/72/WE). Prognoza taka jest przedstawiana przez ministra właściwego do spraw gospodarki w sprawozdaniu opracowywanym i przekazywanym do Komisji Europejskiej co dwa lata.

W zakresie bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci Prezes URE dokonuje przeglądu działań podejmowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego w ramach realizacji ich ustawowych zadań 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 (OSP, OSD) należy zapewnienie odbiorcom właściwej jakości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji ponoszonych nakładów i kosztów. Natomiast do obowiązków Regulatora należy kontrola, na wniosek odbiorcy, dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne.

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

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

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

Po dokonanej w 2012 r. weryfikacji publikowanych przez OSD wskaźników, ze względu na nieścisłości i różnice w sposobie ich obliczania wynikające z różnej interpretacji przepisów, wprowadzono wytyczne w zakresie ujednoczenia metodologii zbierania danych i ich weryfikacji oraz sposobu obliczania wskaźników przez OSD. Wprowadzenie regulacji jakościowej wymaga bowiem porównywalnych wskaźników.

### **Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających**

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

Jednocześnie, w przypadku wystąpienia sytuacji uzasadniającej podjęcie działań nadzwyczajnych, OSP został zobowiązany do opracowania raportu opisującego podejmowane działania oraz ich skutki. Raport ten podlega ocenie Prezesa URE, a następnie jest przekazywany Ministrowi Gospodarki. Po wyczerpaniu przez operatorów systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego we współpracy z zainteresowanymi podmiotami, wszelkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i przy dołożeniu należytej staranności, Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Należy zaznaczyć, że w 2013 r. działania, o których mowa powyżej nie były podejmowane.

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

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

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, za przyłączenie 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 (odnawialne źródło energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW lub łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW), za przyłączenie których do sieci dystrybucyjnej nie pobiera się opłat.

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

Dodatkowo, sprzedawca z urzędu ma obowiązek zakupu oferowanej przez wytwórców energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych, 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 odnawialnych źródłach energii oraz w wysoko-energetycznej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie należy podkreślić, że w przypadku jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych<sup>9)</sup>, 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 źródeł odnawialnych. Głównym kryterium doboru jednostek wytwórczych do pracy w systemie elektroenergetycznym są kwestie niezawodności i bezpieczeństwa pracy systemu. Dotyczy to w szcze-

---

<sup>9)</sup> 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”.

gólności 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. Odnawialne źródła energii 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.

### 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 w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną<sup>10)</sup>. Przedsiębiorstwa energetyczne przedkładają Prezesowi URE taryfy do zatwierdzenia z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE.

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

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

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

Decyzje w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej wydawane są na podstawie art. 104 ustawy z 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego<sup>11)</sup> i art. 47 ust. 1 i 2 oraz art. 23 ust. 2 pkt 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. 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<sup>12)</sup>.

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 2013 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,
- 3) przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną – w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G (gospodarstw domowych), 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.

<sup>10)</sup> Dz. U. z 2013 r. poz. 1200, zwane dalej „rozporządzeniem taryfowym”.

<sup>11)</sup> Dz. U. z 2013 r. poz. 267, zwana dalej „kpa”.

<sup>12)</sup> Art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 479<sup>46</sup> pkt 1 i art. 479<sup>47</sup> § 1 Kodeksu postępowania cywilnego.

W przypadku przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych (grup taryfowych G), w grudniu 2012 r. Prezes URE wydłużył okres obowiązywania taryf, zatwierdzonych w 2011 r., do 30 czerwca 2013 r. Następnie w czerwcu 2013 r. zostały zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej czterech przedsiębiorstw obrotu na okres od 1 lipca 2013 r. do 31 grudnia 2013 r. W listopadzie 2013 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej na rok 2014. W efekcie prowadzonych postępowań w grudniu 2013 r. taryfy te zostały zatwierdzone przez Prezesa URE na okres do 31 grudnia 2014 r.

Wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2014 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2014 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)” opublikowanym na stronie internetowej URE.

Podstawowym założeniem Prezesa URE w trakcie prowadzonych w 2013 r. przygotowań do procesu taryfowania była kontynuacja podejścia zastosowanego w 2011 r. w trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2012 r. W rezultacie taryfy obowiązujące w 2014 r. są trzecimi taryfami zatwierdzonymi w ramach 4-letniego okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015.

W trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2014 r., poziom kosztów operacyjnych dla każdego z OSD został wyznaczony w oparciu o współczynniki korekcyjne wynikające z wydanych w 2012 r. przez Prezesa URE decyzji ustalających współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania OSD w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015. Decyzje te uwzględniały wyniki dokonanej w latach 2010–2011 oceny efektywności OSD w zakresie kosztów operacyjnych. Przy ustalaniu uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej również wykorzystano wyniki dokonanej oceny efektywności OSD w tym zakresie.

W prowadzonym w 2013 r. procesie taryfowania OSD kontynuowano metodę wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, wprowadzoną w procesie zatwierdzania taryf w 2010 r. na okres 2011–2015. Stosownie do wcześniejszych zapowiedzi zaktualizowane zostały niektóre parametry służące do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału, w tym poziom stopy wolnej od ryzyka. Sposób wyznaczania pozostałych kosztów determinujących poziom przychodu regulowanego dla każdego z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych został określony w ww. dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2014 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2014 r. został rozpoczęty w listopadzie 2013 r. i objął pięciu największych OSD. 17 grudnia 2013 r. Prezes URE zatwierdził taryfy dla operatorów systemów dystrybucyjnych na okres do 31 grudnia 2014 r.

W przypadku operatora systemu przesyłowego (OSP) proces taryfowania prowadzony w 2013 r. kontynuowany był w oparciu o regulację typu *cost of service*. Zastosowanie w tym przypadku metod porównawczych jest niemożliwe ze względu na brak innych przedsiębiorstw o podobnych warunkach działania (w Polsce funkcjonuje tylko jeden OSP). W sierpniu 2013 r. Prezes URE wezwał operatora OSP do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2014 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Wniosek ten został sporządzony w oparciu o zaakceptowaną przez Prezesa URE w 2012 r. metodę taryfy wieloletniej oraz decyzję ustalającą współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania tego przedsiębiorstwa w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2012–2015. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania analizie podlegały nie tylko wybrane pozycje kosztowe, ale również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy na 2014 r. zakończyło się wydaniem przez Prezesa URE decyzji w dniu 17 grudnia 2013 r.

Jednym z elementów zatwierdzanych przez Prezesa URE taryf dla OSD, jest tematyka związana z przyłączeniami podmiotów do sieci dystrybucyjnej. W taryfach przedsiębiorstw określone są grupy przyłączeniowe, stawki opłat za przyłączenie do sieci podmiotów na niskim napięciu (w podziale na przyłącza napowietrzne i kablowe), zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci podmiotów na wysokim i średnim napięciu, oraz zasady przyłączania do sieci źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej.

Ponadto w taryfach OSD zawarte są opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy. Opłaty te dotyczą na przykład: przerwania i wznowienia dostarczania energii, sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, wykonania dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowo-rozliczeniowego, przeniesienia licznika lub licznika i urządzenia (zegara) sterującego (dla liczników strefowych) w inne uprzednio przygotowane i odpowiednio wyposażone miejsce w obrębie tego samego obiektu. Przychody z opłat za czynności wykonywane na dodatkowe zlecenie

odbiorcy określone w taryfie przekazywane są przez OSD co roku w sprawozdaniach dotyczących działalności dystrybucyjnej. Planowane do taryfy przychody z tych opłat pomniejszają przychód regulowany stanowiący podstawę kalkulacji stawek opłat za usługi dystrybucji.

### Zapobieganie występowaniu subsydiowania skrośnego

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.

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

W przypadku pozostałych przedsiębiorstw energetycznych – tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, taryfy dla energii elektrycznej obejmują pełną działalność sieciową przedsiębiorstwa (wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa), natomiast w zakresie obrotu dotyczą jedynie odbiorców grup taryfowych G (gospodarstwa domowe), w związku ze zwolnieniem przez Prezesa URE przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia (w odniesieniu do innych odbiorców, niż odbiorcy w grupach G).

Kalkulacja taryf ww. przedsiębiorstw opiera się na jasno określonych zasadach, które w swoim założeniu eliminują subsydiowanie między działalnościami dystrybucji i obrotu.

### 3.1.4. Kwestie transgraniczne

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

Zasady rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych pomiędzy Polską, Niemcami, Republiką Czeską i Słowacją w 2013 r. nie uległy istotnym zmianom. Rozdział zdolności przesyłowych odbywał się w drodze skoordynowanych przetargów jawnych (*explicit*) pomiędzy ośmioma OSP z siedmiu państw regionu CEE. Przetargi na zdolności przesyłowe były organizowane i przeprowadzane przez Biuro Aukcyjne (CAO – *Central Allocation Office*) z siedzibą we Freising (Niemcy). Procedura zarządzania ograniczeniami przesyłowymi oraz metoda alokacji realizowana była zgodnie z dokumentem „Zasady Skoordynowanych Aukcji Zdolności Przesyłowych w Europie Środkowo Wschodniej na rok 2013” (Zasady Aukcji), opublikowanym na stronach internetowych CAO. Zasady Aukcji są uzgadniane na każdy kolejny rok kalendarzowy przez wszystkich OSP regionu CEE, następnie konsultowane z uczestnikami rynku oraz regulatorami krajów regionu CEE. Wielkości zdolności przesyłowych udostępniane w drodze przetargów wyznaczane są przez operatorów systemów przesyłowych poszczególnych państw, zgodnie z określonymi zasadami. Polski operator systemu przesyłowego stosuje mechanizm wyznaczania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, który został zatwierdzony przez Prezesa URE decyzją z 23 lipca 2010 r.

Wysoki popyt na zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych KSE, przewyższający istniejące możliwości techniczne, nadaje tym ograniczeniom charakter strukturalny. Alokacja zdolności przesyłowych odbywała się na podstawie złożonych ofert, w drodze optymalizacji, w wyniku której wyznaczany był zestaw akceptowanych ofert uczestników rynku z określonymi wolumenami alokowanych mocy oraz ceny przetargowe na każdym z kierunków przesyłu.

Na połączeniach synchronicznych w 2013 r. odbywała się również alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego. Alokacja ta odbywała się w ramach skoordynowanego procesu, w którym oprócz PSE SA uczestniczyło pięciu OSP z regionu CEE, tj. 50Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s., SEPS, a.s., Austrian Power Grid AG i TenneT TSO GmbH. Proces był administrowany przez czeskiego OSP – ČEPS, a.s., pełniącego funkcję Biura Aukcyjnego. W ramach rynku dnia bieżącego, PSE SA udostępniała zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z 50Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s. i SEPS, a.s. Zasady współpracy PSE SA jako OSP i Biura Aukcyjnego zawarte są w umowie wielostronnej „Agreement on intraday cross-border transmission capacity allocation and nomination”, zawartej pomiędzy Biurem Aukcyjnym i ww. OSP. Na podstawie tej umowy Biuro Aukcyjne wykonuje na rzecz PSE SA zadania polegające na alokowaniu zainteresowanym podmiotom zdolności przesyło-

wych na rynku dnia bieżącego. Zasady zarządzania ograniczeniami oraz alokacji zdolności przesyłowych zostały określone w dokumencie „Intraday Capacity Allocation and Nomination Procedure – The Trader Guide”.

Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi na stałoprądowym połączeniu Polska-Szwecja – SwePol Link odbywa się poprzez mechanizm *market coupling* w trybie aukcji niejawnych (*implicit*). Zdolności przesyłowe połączenia są udostępniane na zasadach rynkowych od 16 grudnia 2010 r. Moc połączenia jest alokowana przez giełdy energii (TGE SA i Nord Pool Spot) na poszczególne godziny doby dnia następnego (*Day-Ahead*). Mechanizm *market coupling* pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie interkonektorów, ponieważ energia płynie zawsze z obszaru o niższej cenie do obszaru o wyższej cenie. Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji udostępniali zdolności przesyłowe, przyjmowali i nominowali zgłoszone przez giełdy grafiki przesyłu, gwarantując alokowane wielkości.

Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu kablowym Polska-Szwecja oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie Market Coupling Agreement, której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: TGE SA i Nordpool Spot AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji: PSE SA oraz Affärsverket Svenska Kraftnät.

W odniesieniu do połączeń z systemami państw trzecich, Polska posiada jedno aktywne połączenie z systemem ukraińskim. Stanowi ono jednotorową linię 220 kV relacji Zamość – Dobrotwór, łączącą do pracy synchronicznej z KSE wydzielone w Elektrowni Dobrotwór jednostki wytwórcze. Dostępne zdolności przesyłowe są alokowane na uczestników rynku w formie przetargów miesięcznych jawnych (*explicit*). Są to przetargi nieskoordynowane (jednostronne). Zdolności są udostępniane w kierunku z Ukrainy do Polski. Mechanizmy udostępniania zdolności przesyłowych określone zostały w dokumencie „Zasady udostępniania i przetargów zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE SA i NEK Ukrenergo w roku 2013”. Zasady te były oceniane przez Prezesa URE. Regulator uznał, że nie są one sprzeczne z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zgodnie z którym OSP zapewnia dostęp do połączeń międzysystemowych, w zakresie posiadanych zdolności przesyłowych, na warunkach uzgodnionych z OSP krajów sąsiadujących z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, z wykorzystaniem mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych spełniającego wymagania niedyskryminacji i przejrzystości. W związku z tym Prezes URE nie sprzeciwił się stosowaniu tych zasad w okresie przejściowym, do czasu opracowania i wdrożenia reguł alokacji zdolności przesyłowych spełniających wymagania określone w rozporządzeniu 714/2009. Każda zmiana zasad alokacji jest konsultowana z Prezesem URE.

#### Projekt pilotażowy dotyczący wdrożenia wirtualnych przesuwników fazowych na granicy PL-DE oraz kwestia przepływów nieplanowych

Nasilające się zjawisko nieplanowych przepływów energii w sieciach elektroenergetycznych, określanych często jako przepływy kołowe, przestało być traktowane jako problem wyłącznie pojedynczych krajów, stając się zagadnieniem poruszonym coraz częściej na poziomie europejskim. Bezpośrednią przyczyną znaczącego wzrostu tych przepływów stał się dynamiczny rozwój źródeł wiatrowych w Europie i nie nadążający za nim rozwój sieci elektroenergetycznych. Bezpośrednim skutkiem wzrostu nieplanowych przepływów energii, oddziaływujących przede wszystkim na systemy elektroenergetyczne w Polsce i Republice Czeskiej, są przeciążenia sieci, a w skrajnych przypadkach przekraczanie kryteriów bezpieczeństwa jej pracy, a także ograniczanie zdolności transgranicznej wymiany energii elektrycznej i związane z tym bariery w procesie integracji rynków.

Podobnie jak w 2012 r., również w 2013 r. powyższy problem stał się przedmiotem dyskusji wielu forów europejskich, w tym na poziomie Komisji Europejskiej. Podjęto również praktyczne działania mające na celu zapobieganie negatywnym skutkom nieplanowych przepływów energii, a także rozwiązanie tego problemu w dłuższym horyzoncie czasowym.

Utrata części społecznego dobrobytu (*social welfare*) z powodu redukcji transgranicznych zdolności przesyłowych spowodowanych przepływami kołowymi jest możliwa do zrekompensowania, zarówno w odniesieniu do utraty korzyści, jak i w odniesieniu do redukcji transgranicznych zdolności przesyłowych przez operatorów systemów przesyłowych (TSOs). Zapobieganie redukcji zdolności przesyłowych może być realizowane poprzez zagwarantowanie zdolności przesyłowych dla transgranicznych transakcji. Analiza zagadnienia powinna brać pod uwagę brak dyskryminacji transakcji wewnętrznych i zewnętrznych.

18 grudnia 2012 r. PSE SA oraz niemiecki operator systemu przesyłowego 50Hertz Transmission GmbH podpisały List Intencyjny w sprawie instalacji przesuwników fazowych (*Letter of Intent on the installation of phase shift transformers*). W dokumencie tym strony zawarły intencję zainstalowania przesuwników fazowych na połączeniach międzysystemowych Polska-Niemcy. Ponadto, PSE SA oraz 50Hertz Transmission GmbH podpisały Umowę na Wirtualny Przesuwnik Fazowy (vPST) – Faza Pilotażowa. Mechanizm vPST polegał na tym, że w przypadku przekroczenia ustalonego poziomu przepływu mocy na przekroju polsko-niemieckim i naruszenia bezpieczeństwa systemu po stronie polskiej, 50Hertz Transmission GmbH miałby natychmiast podjąć, na własny koszt, działania zmierzające do usunięcia sytuacji zagrożenia bezpiecznej pracy systemu i ograniczenia przepływu do wielkości określonych w umowie. Projekt pilotażowy w zakresie wirtualnych przesuwników fazowych na granicy polsko-niemieckiej był realizowany w okresie od 8 stycznia do 30 kwietnia 2013 r. Projekt ten koncentrował się przede wszystkim na kwestiach *redispatchingu* (przekierowania) oraz zasadności budowy fizycznych przesuwników fazowych na połączeniach transgranicznych. Mechanizm vPST okazał się być przydatnym narzędziem do przeciwdziałania przepływowi nieplanowemu. Jednakże faza pilotażowa pokazała, że podejście oparte wyłącznie na środkach zaradczych w postaci międzysystemowego *re-dispatchingu* może okazać się w praktyce niewystarczające. Środki zaradcze nie są nieograniczone i mogą w rzeczywistości zostać wyczerpane.

Po zakończeniu Fazy Pilotażowej vPST przystąpiono do negocjacji z operatorem niemieckim tzw. umowy operacyjnej (pPST), w której zawarto kwestie związane z instalacją oraz wykorzystaniem przesuwników fazowych. 28 lutego 2014 r. strony podpisały Umowę pPST.

Ponadto, w celu realizacji projektu, 29 stycznia 2013 r. PSE SA wszczęły postępowanie publiczne, sektorowe, prowadzone w trybie negocjacji z ogłoszeniem na dostawę i montaż przesuwników fazowych na liniach transgranicznych łączących systemy elektroenergetyczne Polski i Niemiec, które nie zostało zakończone w 2013 r.

## **Monitorowanie wykorzystania przychodów z aukcji**

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 (zwanymi dalej „wytycznymi”), 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.

Prezes URE opublikował na stronie internetowej urzędu Informację Nr 22/2013 z 30 lipca 2013 r. w sprawie sposobu wykorzystania przez operatora elektroenergetycznego systemu przesyłowego środków uzyskanych z udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych w okresie od 1 lipca 2012 r. do 30 czerwca 2013 r. Zgodnie z art. 16 ust. 6 rozporządzenia 714/2009 wszelkie przychody z tytułu udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych w związku z występowaniem ograniczeń systemowych mają zostać przeznaczone przez operatorów systemów przesyłowych na następujące cele:

- 1) zagwarantowanie rzeczywistej dostępności przydzielonych zdolności (cel z art. 16 ust. 6 lit. a rozporządzenia 714/2009) lub
- 2) utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci, w szczególności w nowe połączenia wzajemne (cel z art. 16 ust. 6 lit. b rozporządzenia 714/2009).

Jeśli przychody nie mogą zostać efektywnie wykorzystane do celu określonego w pkt 1 lub 2 powyżej, wówczas mogą zostać wykorzystane, po zatwierdzeniu przez organ regulacyjny, w maksymalnej kwocie określonej przez ten organ, jako dochód brany pod uwagę przy zatwierdzaniu metod kalkulacji lub ustalania taryf sieciowych. Pozostała część przychodów powinna zostać umieszczona na odrębnym koncie wewnętrznym do czasu, kiedy będzie mogła być wykorzystana na ww. cele.



Zgodnie z założeniami przyjętymi do kalkulacji stawek opłat przesyłowych w Taryfie PSE SA na rok 2013, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2012 r., część kosztów uzasadnionych działalności przesyłowej przedsiębiorstwa związanych z realizacją wymiany międzysystemowej, nie została uwzględniona w kalkulacji stawek opłat w ww. Taryfie PSE SA na rok 2013, a w wezwaniach kierowanych do PSE SA Prezes URE wskazał, że powinny one być pokrywane uzyskiwanymi przez spółkę przychodami z alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej. Są to następujące koszty:

- koszty organizacji skoordynowanych aukcji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej,
- koszty bilansowania wymiany międzysystemowej,
- koszty związane z uczestnictwem PSE SA w międzyoperatorskim systemie rozliczeń kosztów tranzytów ITC (Inter TSO Compensation), które nie zostaną pokryte przychodami uzyskanymi w ramach uczestnictwa w tym mechanizmie oraz przychodami z opłaty rynkowej.

Ze względu na specyfikę procesu ITC rozliczenia realizowane są z opóźnieniem i część przychodów/kosztów dotycząca 2013 r. zostanie zaksięgowana w terminie późniejszym (do kosztów roku 2013 lub do kosztów roku 2014). Koszty uzasadnione działalności przesyłowej przedsiębiorstwa związane z realizacją wymiany międzysystemowej (koszty organizacji skoordynowanych aukcji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej i koszty bilansowania wymiany międzysystemowej), które nie zostały uwzględnione w kalkulacji stawek opłat w Taryfie PSE SA na rok 2013 (ponieważ powinny być pokryte przychodami z alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej), w całości zostały pokryte przychodami z rozliczeń związanych z uczestnictwem w międzyoperatorskim systemie rozliczeń kosztów tranzytów ITC, zaksięgowanymi w 2013 r. i uwzględniających przychody z tytułu opłaty rynkowej. W związku z powyższym, uzyskana za okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2013 r. wielkość dochodu z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej (wyznaczona na podstawie sumy przychodów uzyskanych z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja), wyliczonego zgodnie z obowiązującymi przepisami księgowymi, w całości zasili Fundusz Celowy. Fundusz ten został utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE SA z 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego. Na podstawie wniosku Zarządu PSE SA, Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki podejmie stosowną Uchwałę w sprawie podziału zysku netto za rok 2013. Część tego zysku, skalkulowana jak wyżej, zasili Fundusz Celowy. PSE SA przeznaczą 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 będzie dotyczyło w szczególności realizacji inwestycji w nowe połączenia międzysystemowe (tj. linie graniczne wraz z niezbędnymi inwestycjami w systemie krajowym), określone w uzgodnionym przez Prezesa URE Planie Rozwoju PSE SA, a następnie wprowadzone do odpowiednich planów inwestycyjnych Spółki. PSE SA planują przeznaczyć środki gromadzone na Funduszu Celowym na sfinansowanie części przedsięwzięć inwestycyjnych stanowiących elementy budowy połączenia międzysystemowego Polska-Litwa.

W okresie 1 stycznia 2013 r. – 31 grudnia 2013 r., na powyższe zadanie wydatkowano z Funduszu Celowego łącznie 78 870,755 tys. zł. Z uwagi na czasochłonność i harmonogram procesów inwestycyjnych powyższa kwota wydatkowanych środków pieniężnych nie jest równoznaczna z obniżaniem Funduszu Celowego w kapitałach Spółki w danym roku. Wydatki te będą stanowiły podstawę do obniżenia Funduszu Celowego po zakończeniu danego zadania inwestycyjnego i oddaniu do użytkowania środków trwałych powstałych w wyniku realizacji zadania.

## **Monitorowanie współpracy technicznej pomiędzy operatorami z UE i krajów trzecich**

Krajowy system elektroenergetyczny jest połączony z dwoma systemami elektroenergetycznymi państw, które nie są członkami UE – Białorusią i Ukrainą.

W przypadku transgranicznego połączenia z Białorusią linia pozostaje wyłączona z eksploatacji ze względu na zły stan techniczny uniemożliwiający jej eksploatację. Połączenie z Ukrainą umożliwia dostawę energii elektrycznej, które realizowane są od 2011 r. przy wykorzystaniu mechanizmu udostępniania zdolności przesyłowych na zasadzie aukcji. Wprowadzone przez polskiego OSP aukcje mają charakter jednostronny. W przypadku wymiany transgranicznej pomiędzy Polską a Ukrainą istnieje jedynie możliwość zamawiania mocy w cyklach miesięcznych dla których organizowana jest aukcja zdolności przesyłowych z której może korzystać tylko jeden podmiot w danej chwili tj. wygrywający aukcję.

Od 2011 r. Ukraina jest członkiem Wspólnoty Energetycznej i zobowiązała się do wdrożenia do prawa krajowego m.in. przepisów rozporządzenia nr 1228/2003/WE<sup>13)</sup>. W ramach monitorowania wypełniania przez operatora systemu przesyłowego jego obowiązków Prezes URE przyjął informację o działaniach podejmowanych przez PSE SA w zakresie współpracy pomiędzy operatorami systemów, mających na celu wdrożenie metod zarządzania ograniczeniami, zgodnych z rozporządzeniem 1228/2003/WE. Według wiedzy Regulatora, strona ukraińska nie rozpoczęła do dnia dzisiejszego implementacji *acquis communautaire* w zakresie energetyki, do której się zobowiązała. Należy podkreślić ponadto, że zasady współpracy technicznej pomiędzy krajowym OSP oraz OSP z państw niebędących członkami UE nie zostały określone w IRIESP. Zgodnie z rozporządzeniem 714/2009 niektóre zasady powinny być jednak określone na poziomie ENTSO-E i w tym zakresie nie są bezpośrednio i wyłącznie monitorowane przez Prezesa URE.

## **Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnotowym planem rozwoju**

Ustawa zmieniająca nadała nowe brzmienie przepisom art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, określającym tryb oraz kryteria sporządzania, przedkładania oraz uzgadniania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię. Zmianie uległy też przepisy w zakresie obowiązku corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji planu rozwoju. Zgodnie z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek ten aktualnie dotyczy tylko grupy przedsiębiorstw energetycznych zobowiązanych do uzgodnienia projektu planu rozwoju z Prezesem URE. Ponadto zmianie uległ też ostateczny termin przedkładania sprawozdania z realizacji planu rozwoju, który obecnie przypada na 30 kwietnia każdego roku.

Z przeprowadzonej analizy sprawozdań z wykonania planów rozwoju za 2013 r. wynika, że pięciu największych OSD oraz OSP łącznie zrealizowało zbliżony do planowanego poziom nakładów inwestycyjnych (ok. 6,6 mld zł).

W 2013 r. Prezes URE opracował kolejny raport przedstawiający i oceniający warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. W raporcie tym przedstawiono stopień realizacji planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2010–2012 (wyższy raport dostępny jest na stronie internetowej URE).

W 2013 r. kontynuowano również rozpoczęty w poprzednim roku proces uzgadniania aktualizacji planu rozwoju OSP na lata 2010–2025 w zakresie lat 2013–2017. W lutym 2013 r. Prezes URE uzgodnił aktualizację planu rozwoju na wnioskowany przez PSE SA okres, tj. na lata 2013–2017. W związku z potrzebą uwzględnienia w planie rozwoju nowych zadań wynikających z wydanych warunków przyłączeniowych i podpisanych umów przyłączeniowych, a także koniecznością aktualizacji harmonogramów i zakresów rzeczowych zadań, w październiku 2013 r. OSP przedłożył do uzgodnienia projekt kolejnej aktualizacji planu rozwoju na lata 2010–2025 w zakresie lat 2014–2018. Do końca 2013 r. proces uzgodnieniowy nie został ukończony. Informacje wynikające z aktualizacji planu rozwoju OSP, w tym aktualne harmonogramy zadań inwestycyjnych, będą stanowiły podstawę do opracowania kolejnej edycji planu europejskiego (TYNDP 2014). Badanie spójności planu rozwoju OSP z planem wspólnotowym (TYNDP) odbywa się w trakcie procesu o uzgodnienie tego planu lub jego aktualizacji. Tak też było w przypadku ostatniej aktualizacji planu OSP.

Ponadto w 2013 r. powadzone były przez ACER prace nad badaniem spójności planów narodowych z planem europejskim (TYNDP 2012). W prace zaangażowani byli regulatorzy z państw członkowskich, w tym Prezes URE. Proces ten w 2013 r. nie został zakończony.

---

<sup>13)</sup> Rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

## Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

Kontynuując prace podjęte w 2012 r., Prezes URE, PSE SA i TGE SA realizowali działania mające na celu przyłączenie Polski do uruchomionego we wrześniu 2012 r. mechanizmu łączenia rynków pomiędzy Republiką Czeską, Słowacją i Węgrami tzw. CZ-SK-HU MC. Prace nad projektem, w których brał udział polski Regulator, dążyły do realizacji modelu docelowego opracowanego dla Europy.

W lipcu 2013 r. przedstawiciele strony polskiej (Prezes URE, PSE SA, TGE SA) wraz z pozostałymi uczestnikami CZ-SK-HU MC podpisali Memorandum of Understanding w sprawie przyłączenia Polski i Rumunii do tego projektu. Dalsze działania Komitetu Sterującego 5M MC składającego się z przedstawicieli urzędów regulacyjnych (ERÚ, URE, ANRE, URSO i HEA), operatorów systemów przesyłowych (ČEPS, PSE SA, Transelectrica, SEPS, a.s. i MAVIR) oraz giełd energii (OTE, OKTE, HUPX, TGE SA i OPCOM) z Czech, Słowacji, Węgier, Polski i Rumunii, koncentrowały się na określeniu etapów integracji rynków dnia następnego w tym projekcie. Strony musiały odpowiedzieć na podstawowe pytanie dotyczące sposobu organizacji rynku w kontekście pozostałych działań integracyjnych połączonych rynków energii elektrycznej. W ramach badania ankietowego skierowanego do firm działających na pięciu rynkach, zebrane zostały opinie na temat proponowanych rozwiązań dotyczących zwłaszcza czasu zamknięcia bramki (GCT) dla zbierania ofert. Na podstawie analizy wyników ankiety, przedstawiciele krajowych organów regulacyjnych stwierdzili, że nie jest możliwe ustalenie wspólnego stanowiska zaangażowanych uczestników rynku w odniesieniu do proponowanych scenariuszy połączenia pięciu rynków. W ramach dalszej współpracy Komitet Sterujący 5M MC przyjął stanowisko mówiące o ustaleniu pory zamknięcia bramki (GCT) dla zbierania ofert na godzinę 11:00, w ramach zintegrowanego mechanizmu *market coupling* na rynku dnia następnego, który obejmie rynki Czech, Słowacji, Rumunii i Węgier. Przyłączenie polskiego obszaru rynkowego do mechanizmu *market coupling* odbędzie się w późniejszym terminie w ramach inicjatywy CEE FBMC (Central East Europe Flow Based Market Coupling).

Współpraca pomiędzy partnerami projektu 5M MC będzie utrzymana w celu dążenia do przyszłej integracji rynku. Do czasu połączenia rynków w regionie CEE pięć giełd energii będzie nadal współpracować nad wprowadzeniem rozwiązania PCR, przewidzianego jako rozwiązanie dla modelu docelowego, tak, aby przygotować się do europejskiej integracji rynków energii.

W 2013 r. odbywały się prace powołanych przez Komisję Europejską regionalnych grup doraźnych (Ad Hoc groups) w zakresie wyłaniania projektów wspólnego zainteresowania (PCI), dotyczących budowy połączeń transgranicznych. Pracownicy URE – w zakresie projektów infrastruktury służącej do przesyłania energii elektrycznej – uczestniczyli w pracach dwóch grup regionalnych: rejonu Bałtyku oraz rejonu Europy Wschodniej. W wyniku prac grup została przyjęta lista projektów PCI, która została opublikowana w październiku 2013 r.

W 2013 r. były też prowadzone wstępne prace konsultacyjne we współpracy z Operatorem i Regulatorem litewskimi, w zakresie przygotowywanego przez litewskiego OSP wniosku o alokację kosztów projektu, będącego fragmentem połączenia transgranicznego Polska-Litwa.

### 3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

#### Przestrzeganie i wdrażanie przez organ regulacyjny wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki i Komisji Europejskiej oraz wytycznych ACER

Zgodnie z art. 37 ust. 1 lit. d dyrektywy 2009/72/WE, do obowiązków organu regulacyjnego należy przestrzeganie i wdrażanie wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji Agencji oraz Komisji. Jednakże biorąc pod uwagę, że przepisy powyższej dyrektywy zostały wdrożone do polskiego porządku prawnego w drugiej połowie 2013 r., zakres oceny wykorzystania tej regulacji będzie możliwy dopiero w kolejnych latach. Z podobnych względów Prezes URE nie występował w 2013 r. do Agencji o opinię w sprawie zgodności podjętych przez siebie decyzji z wytycznymi Agencji. Zarazem zgodność decyzji Prezesa URE z wytycznymi nie była przedmiotem badania Komisji Europejskiej. Natomiast Prezes URE współpracował w 2014 r. z Komisją Europejską w postępowaniu dotyczącym udzielenia certyfikatu niezależności operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

## Zgodność działań operatorów z postanowieniami prawa wspólnotowego

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

Ze względu na fakt, że na koniec 2013 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej działał jeden OSP, funkcjonujący w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, a spełnianie przez niego kryteriów niezależności było przedmiotem oceny w ramach toczącego się postępowania administracyjnego, monitoring niezależności OSP nie był prowadzony.

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

### Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2013 r. zostały przedstawione w tabelach poniżej.

**Tabela 1.** Bilans handlowy wymiany międzysystemowej w 2013 r.

<b>Bilans handlowy [GWh]</b>	
Bilans handlowy – saldo	4 517,1
Eksport	6 853,9
<i>w tym do:</i>	
Czech	2 381,0
Niemiec	2 210,6
Słowacji	1 455,5
Szwecji	806,8
Import	2 336,8
<i>w tym z:</i>	
Białorusi	0,0
Czech	111,3
Niemiec	199,1
Słowacji	41,2
Szwecji	956,0
Ukrainy	1 029,2

Źródło: PSE SA.

**Tabela 2.** Przepływy rzeczywiste w wymianie międzysystemowej w 2013 r.

<b>Przepływy rzeczywiste [GWh]</b>	
Wypłynęło z Polski	12 322,6
<i>w tym do:</i>	
Czech	7 846,9
Niemiec	539,5
Słowacji	3 172,5
Szwecji	763,7
Wpłynęło do Polski	7 801,4
<i>w tym z:</i>	
Białorusi	0,0
Czech	182,3
Niemiec	5 452,4
Słowacji	121,5
Szwecji	1 016,0
Ukrainy	1 029,2

Źródło: PSE SA.

Saldo wymiany transgranicznej wyniosło w minionym roku 4 517,1 GWh. Podobnie więc jak w latach poprzednich, w 2013 r. Polska była eksporterem netto. Największy wolumen rzeczywistych przepływów był kierowany z KSE do Czech oraz Słowacji, natomiast większość fizycznych przepływów energii elektrycznej pochodziła z Niemiec.

W 2013 r. nie uległa zmianie ilość połączeń KSE z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz charakter pracy tych połączeń, a zrealizowane w 2013 r. inwestycje w KSE nie miały bezpośredniego wpływu na zwiększenie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja w 2013 r. wyniosły: w kierunku eksportu do Szwecji 400 MW, a w kierunku importu do Polski 600 MW. W tabeli poniżej zestawiono średnie wartości oferowanych zdolności przesyłowych w poszczególnych miesiącach oraz przychody uzyskane przez PSE SA z tytułu ich udostępnienia.

**Tabela 3.** Zestawienie średnich miesięcznych wielkości zdolności przesyłowych oferowanych w 2013 r. oraz przychodów PSE SA z udostępniania zdolności przesyłowych połączenia Polska-Szwecja

Nr miesiąca	Zdolności przesyłowe oferowane		Przychód PSE SA		
	eksport	import	eksport	import	ogółem
	[MW]		[euro]		
1	157	438	117 104	131 397	248 490
2	161	436	114 862	57 486	172 348
3	178	414	495 249	8 406	503 655
4	109	241	409 144	0	409 144
5	149	400	86 514	14 572	101 086
6	131	418	58 198	153 889	212 087
7	108	427	8 698	156 408	165 107
8	119	392	52 857	92 263	145 220
8	132	417	201 365	0	201 365
10	124	432	242 957	11 996	254 953
11	107	400	172 040	33 872	205 912
12	119	357	72 968	149 325	222 293
<b>Suma/średnia</b>	<b>133</b>	<b>398</b>	<b>2 032 056</b>	<b>809 604</b>	<b>2 841 660</b>

Źródło: PSE SA.

PSE SA i Svenska Kraftnät uzyskują po 50% przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych dla celów wymiany międzysystemowej. Przychody PSE SA z tego tytułu w 2013 r. wyniosły 11 875 575,61 zł.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w oparciu o „Zasady udostępniania i przetargów miesięcznych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym PSE SA i NEK UKRENERGO w roku 2013”, przetargi organizowane były jednostronnie przez PSE SA.

W tabeli poniżej zostały przedstawione ilości udostępnionych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku UKRENERGO → PSE SA (import) w 2013 r.

**Tabela 4.** Zdolności przesyłowe udostępnione na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku UKRENERGO → PSE SA (import), oraz przychody PSE SA z tytułu rezerwacji zdolności przesyłowych w 2013 r.

	Okres Rezerwacji	Oferowane moce przesyłowe [MW]	Oferowane moce przesyłowe w Podokresie Rezerwacji [MW]	Przychody PSE SA [zł]
styczeń	1–31 stycznia 2013	220	–	62 541
luty	1–28 lutego 2013	220	–	98 490
marzec	1–31 marca 2013	220	30 marca godz. 0:00 – 31 marca godz. 6:00 – 0 MW	72 662
kwiecień	1–30 kwietnia 2013	220	1 kwietnia godz. 0:00 – 2 kwietnia godz. 6:00 – 0 MW 8 kwietnia godz. 0:00 – 12 kwietnia godz. 24:00 – 130 MW 22 kwietnia godz. 0:00 – 27 kwietnia godz. 24:00 – 0 MW	50 287
maj	1–31 maja 2013	220	1 maja godz. 0:00 – 6 maja godz. 6:00 – 0 MW 30 maja godz. 0:00 – 31 maja godz. 6:00 – 0 MW	20 698
czerwiec	1–30 czerwca 2013	220	–	25 344
lipiec	1–31 lipca 2013	220	–	29 462
sierpień	1–31 sierpnia 2013	220	26 sierpnia godz. 0:00 – 31 sierpnia godz. 24:00 – 0 MW	23 760
wrzesień	1–30 września 2013	220	–	28 512
październik	1–31 października 2013	220	–	29 462
listopad	1–30 listopada 2013	220	–	28 512
grudzień	1–31 grudnia 2013	220	25 grudnia godz. 0:00 – 27 grudnia godz. 6:00 – 0 MW	27 324
Ogółem rok	–	–	–	497 055

Źródło: PSE SA.

W przetargach miesięcznych były udostępniane zdolności przesyłowe w wysokości 220 MW. W przetargach miesięcznych: marzec, kwiecień, maj, sierpień i grudzień zdolności przesyłowe zostały obniżone w wybranych dobach (podokresach rezerwacji) z powodu planowanych wyłączeń linii lub zagrożenia przekroczenia limitów napięciowych.

#### Koncentracja udostępnianych przez PSE SA mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2013 r.

W przetargu rocznym na rezerwację mocy na połączeniach synchronicznych Polski w 2013 r. składała oferty 32 uczestników rynku. Zdolności przesyłowe zostały alokowane dla pięciu podmiotów. W tabeli 5 zestawiono procentowe udziały mocy alokowanych dla poszczególnych podmiotów. W przetargu rocznym w kierunku eksport z Polski udziały mocy alokowanej w przetargu rocznym zawierały się w granicach 3,8% – 65,3%.

**Tabela 5.** Udziały procentowe mocy alokowanych dla poszczególnych uczestników rynku – przetarg roczny

Numer uczestnika	Udziały mocy alokowanych
1	65,25%
2	21,25%
3	6,00%
4	3,75%
5	3,75%
Suma	100,00%

Źródło: PSE SA.

W przetargach miesięcznych na połączeniach synchronicznych PSE SA udostępniły zdolności przesyłowe w dwunastu miesiącach roku. W zakresie ofert składanych w kierunku eksport na przekrojach granicznych Polski, uczestniczyło maksymalnie 34 uczestników rynku. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (rok 2013 – przetargi miesięczne) zostały alokowane dla 17 różnych podmiotów, uczestników rynku. W tabeli 6 zestawiono udziały procentowe mocy alokowanych dla podmiotów, które wygrały przetargi miesięczne.

Z przedstawionych danych wynika, że 15 uczestników, którzy zakupili zdolności przesyłowe w przetargach miesięcznych w 2013 r., miało łącznie udział poniżej 50% w całkowitej wielkości alokowanych mocy. Maksymalny udział w rynku pozostałego (jednego) podmiotu wynosił ok. 40,86%.

**Tabela 6.** Udziały procentowe mocy alokowanych dla poszczególnych uczestników rynku – przetargi miesięczne

Numer uczestnika	Udział mocy alokowanej
1	40,86%
2	12,56%
3	9,19%
4	8,47%
5	6,51%
6	5,00%
7	3,72%
8	2,79%
9	2,49%
10	2,09%
11	1,86%
12	1,51%
13	1,51%
14	0,70%
15	0,28%
16	0,23%
17	0,23%
Suma	100,00%

Źródło: PSE SA.

W przetargach dobowych na połączeniach synchronicznych Polski, zdolności przesyłowe były alokowane zarówno w kierunku eksportu, jak i importu. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (rok 2013 – przetargi dobowe) zostały alokowane w sumie dla 32 różnych podmiotów, uczestników rynku.

W tabeli 7 zestawiono udziały procentowe mocy alokowanych dla podmiotów, które wygrały przetargi dobowe. Z przedstawionych danych wynika, że 13 uczestników, którzy zakupili zdolności przesyłowe w przetargach dobowych w 2013 r., ma udział powyżej 1% w całkowitej wielkości alokowanych mocy. Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosi ok. 22,58%.

**Tabela 7.** Udziały procentowe mocy alokowanych dla poszczególnych uczestników rynku – przetargi dobowe

Numer uczestnika	Udział mocy alokowanej
1	22,58%
2	19,18%
3	12,19%
4	10,26%
5	7,70%
6	7,25%
7	5,69%
8	4,03%
9	1,85%
10	1,77%
11	1,66%
12	1,65%
13	1,11%
14	0,61%
15	0,51%
16	0,47%
17	0,22%
18	0,19%
19	0,18%
20	0,18%
21	0,15%
22	0,12%
23	0,11%
24	0,09%
25	0,08%
26	0,07%
27	0,07%
28	0,03%
29	0,00%
30	0,00%
31	0,00%
32	0,00%
33	0,00%
Suma	100,00%

Źródło: PSE SA.

#### Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2013 r.

Ograniczenia te rozumiane są jako ograniczenia (redukcje) alokowanych w ramach przetargów zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, które zostały wyznaczone przez OSP zgodnie z zasadami zatwierdzonymi przez Prezesa URE i udostępnione w celu realizacji wymiany międzysystemowej przez uczestników rynku.

W przypadku połączeń synchronicznych, w 2013 r. nie wystąpiły ograniczenia (redukcje) alokowanych mocy przesyłowych.

W przypadku połączenia Polska-Szwecja, zdolności przesyłowe udostępniane są w ramach mechanizmu *market coupling*, który z założenia nie zawiera aukcji/przetargów o terminie dłuższym niż w ramach dnia następnego. Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji udostępniali zdolności przesyłowe, przyjmowali i nominowali zgłoszone przez giełdy energii grafiki przesyłu, których wykonanie (handlowo) było gwarantowane przez ww. operatorów. Dlatego też należy stwierdzić, że z założenia na połączeniu staoprądowym Polska-Szwecja w 2013 r. nie było ograniczeń alokowanych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.

Dla połączenia Polska-Ukraina wystąpiły następujące ograniczenia w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi, rozumiane jako

ograniczenia alokowanych w ramach jednostronnych przetargów zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, które zostały wyznaczone przez OSP z uwzględnieniem standardów bezpieczeństwa i niezawodnej pracy sieci:

- redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 0 MW w okresie od 25 stycznia godz. 13:00 do 26 stycznia godz. 24:00 spowodowana awaryjnym wyłączeniem linii z powodu zwarcia doziemnego fazy,
- redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 160 MW w okresie od 29 stycznia godz. 00:00 do 1 lutego godz. 14:00 spowodowana uszkodzeniem łącza telekomunikacyjnego, które powodowało niepełną funkcjonalność automatyki APKO w stacji Zamość,
- redukcja alokowanych zdolności przesyłowych do 0 MW w okresie od 6 maja godz. 00:00 do 22 maja godz. 15:00 spowodowana awarią sieciową (uszkodzenie trzech słupów linii 220 kV z powodu ekstremalnych warunków pogodowych).

## Nakładanie kar

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, kto nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 714/2009 podlega karze pieniężnej. Przepisy rozdziału 7 ustawy – Prawo energetyczne implementują art. 37 ust. 4 pkt d dyrektywy 2009/72/WE. W celu zapewnienia realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków wynikających z przepisów ustawy – Prawo energetyczne ustawodawca polski wprowadził także normy prawne przyznające organom administracji publicznej kompetencje w zakresie wymierzania, a także egzekwowania sankcji za naruszenie tych przepisów. Czyny, za które wymierzana jest kara pieniężna zostały enumeratywnie wymienione w ustawie – Prawo energetyczne.

Uprawnionym do nakładania większości kar pieniężnych jest Prezes URE. Jedynie w przypadkach naruszenia obowiązków związanych z wytwarzaniem biogazu rolniczego lub wytwarzaniem energii elektrycznej z biogazu rolniczego kompetencje w zakresie wymierzania kar pieniężnych przyznano Prezesowi Agencji Rynku Rolnego. Kary pieniężne są nakładane po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego. Postępowanie takie wszczynane jest z urzędu. Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE zobowiązany jest do uwzględnienia czterech przesłanek: stopnia szkodliwości czynu, stopnia zawinienia, dotychczasowego zachowania oraz możliwości finansowych adresata kary pieniężnej. Zgodnie z zasadami określonymi w art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, co do zasady wysokość kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. W pewnych jednak przypadkach ustawodawca odstępuje od tej zasady – i tak: za nieprzestrzeganie obowiązków dot. niezależności operatora systemu wysokość kary pieniężnej wymierzonej nie może być niższa niż 1% i wyższa niż 15% przychodu, a za niewydanie w określonym terminie warunków przyłączenia do sieci wysokość kary pieniężnej nie może być niższa niż 3 000 zł za każdy dzień zwłoki w wydaniu warunków przyłączenia. Ponadto w przypadkach niewypełnienia pewnych obowiązków związanych z uzyskaniem i przedstawieniem do umorzenia świadectw pochodzenia oraz w przypadku nie przedłożenia lub przedłożenia niezgodnej ze stanem faktycznym deklaracji towarowemu domowi maklerskiemu lub domowi maklerskiemu, wysokość kary pieniężnej została określona przy użyciu wzoru.

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

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

W 2013 r. Prezes URE nie prowadził postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za nieprzestrzeganie przez OSP obowiązków wynikających z rozporządzenia.



## 3.2. Promowanie konkurencji

### 3.2.1. Rynek hurtowy

W 2013 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 157 980 GWh i było wyższe o 0,6% niż w 2012 r. Poziom krajowego zużycia energii elektrycznej związany jest z utrzymującym się na niskim poziomie tempem wzrostu PKB w 2013 r., które według wstępnych szacunków GUS za 2013 r. wyniosło 1,6%. W rezultacie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2013 r. ukształtował się na poziomie 162 501 GWh i był wyższy od wolumenu za poprzedni rok o około 1,7%. Szczegółowe dane znajdują się w tabeli 8. Nadwyżka produkcji energii elektrycznej nad jej krajowym zużyciem to rezultat sprzyjającej polskim podmiotom zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej koniunktury w handlu zagranicznym energią elektryczną. W ciągu 2013 r. nadwyżka eksportu nad importem energii wyniosła 4 521 GWh.

**Tabela 8.** Struktura produkcji energii elektrycznej w latach 2011–2013 [GWh]<sup>14)</sup>

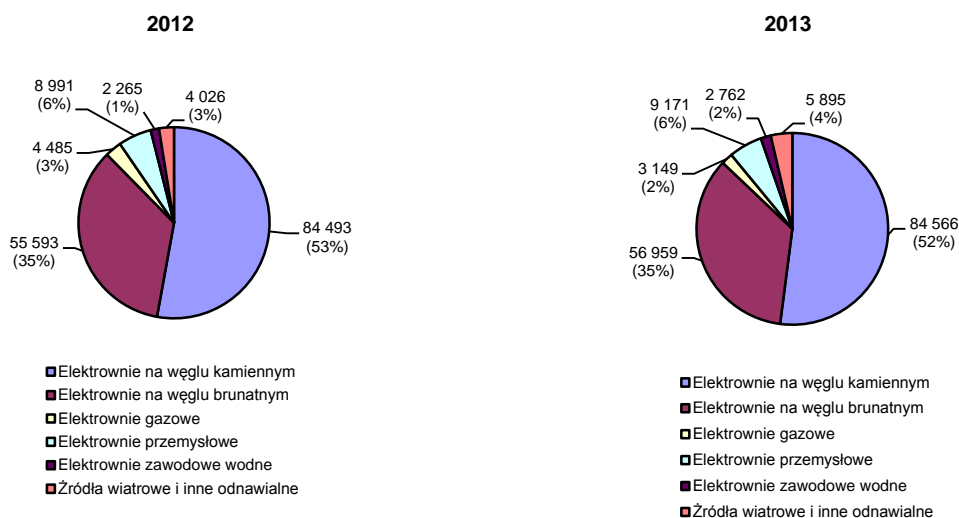
	2011	2012	2013
<b>Produkcja energii elektrycznej ogółem</b>	<b>163 153</b>	<b>159 853</b>	<b>162 501</b>
Elektrownie na węglu kamiennym	90 813	84 493	84 566
Elektrownie na węglu brunatnym	53 623	55 593	56 959
Elektrownie gazowe	4 355	4 485	3 149
Elektrownie przemysłowe	9 000	8 991	9 171
Elektrownie zawodowe wodne	2 529	2 265	2 762
Źródła wiatrowe i inne odnawialne	2 833	4 026	5 895
Saldo wymiany zagranicznej	-5 243	-2 840	-4 521
Krajowe zużycie energii	157 910	157 013	157 980

Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

W 2013 r. moc zainstalowana w KSE zwiększyła się o 0,9% w stosunku do 2012 r. i wyniosła 38 406 MW. W porównaniu z 2012 r. w 2013 r. przybyło w KSE 360 MW mocy zainstalowanej. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 21 884 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu – na poziomie 24 761 MW (co oznacza odpowiednio: wzrost o 0,3% i spadek o 4,2% w stosunku do 2012 r.). Relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej w 2013 r. nieznacznie spadła w stosunku do 2012 r. z 71,68% do 70,54%.

<sup>14)</sup> Prezentowane wielkości są wyznaczone na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE. Dlatego w niektórych przypadkach mogą one różnić się od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla celów statystycznych.

**Rysunek 2.** Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2012–2013 [GWh]<sup>15)</sup>



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2013 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2012 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest na paliwach konwencjonalnych tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Kontynuowany jest wzrost udziału źródeł wiatrowych i odnawialnych.

Uczestnikami segmentu rynku hurtowego energii elektrycznej są:

- elektrownie i elektrociepłownie zawodowe,
- elektrociepłownie przemysłowe,
- wytwórcy w źródłach odnawialnych (OZE),
- sprzedawcy z urzędu czyli podmioty, które powstały w wyniku rozdzielenia działalności handlowej i dystrybucyjnej,
- pozostałe spółki prowadzące działalność polegającą na obrocie energią elektryczną.

Udział w rynku poszczególnych grup energetycznych, jak również struktura tych podmiotów nie uległa większym zmianom w 2013 r. Trzy największe grupy kapitałowe realizują około 2/3 krajowej produkcji energii elektrycznej.

W 2013 r. podobnie jak w latach 2011–2012, w segmencie przedsiębiorstw wytwórczych, główne formy sprzedaży energii elektrycznej stanowiły sprzedaż za pośrednictwem giełdy energii oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. W segmencie przedsiębiorstw obrotu w 2013 r. wzrosła sprzedaż do innych przedsiębiorstw obrotu oraz poprzez giełdę energii, a także sprzedaż do odbiorców końcowych.

Aktualna struktura podmiotowa sektora energetycznego i stopień koncentracji działalności energetycznej zostały ukształtowane przez proces konsolidacji poziomej, a następnie pionowej, przedsiębiorstw energetycznych należących do Skarbu Państwa, który jest wynikiem realizacji „Programu dla elektroenergetyki” (przyjętego przez Radę Ministrów w 2006 r.). Proces konsolidacji w praktyce trwa nadal, a jego wynik niewątpliwie będzie miał istotny wpływ na stopień rozwoju konkurencji na rynku hurtowym.

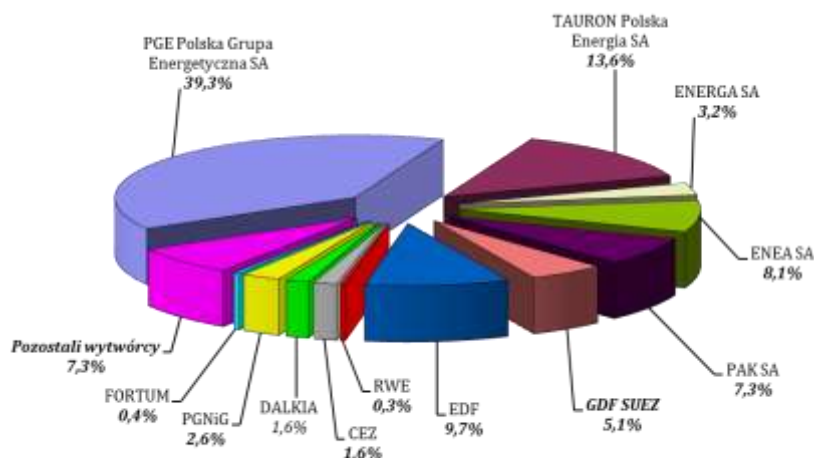
Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego nie uległa większym zmianom w 2013 r. w porównaniu z rokiem 2012. Największy udział w podsektorze wytwarzania ma nadal grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna SA, a na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych – TAURON Polska Energia SA. Przy czym udział grupy kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna SA w sektorze wytwarzania 2013 r. kształtował się na poziomie 39,3%<sup>16)</sup> (w 2012 r. – 40,5%). Udział grupy TAURON Polska Energia SA wyniósł w 2013 r. 13,6%, co oznacza spadek w porównaniu z 2012 r. o 0,1 punktu procentowego. Pozostali znaczący wytwórcy to: ENEA SA, ZE PAK SA, GDF SUEZ, PGNiG, Dalkia, CEZ, Fortum, RWE.

<sup>15)</sup> Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

<sup>16)</sup> Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

Udział grup kapitałowych w energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rysunek 3.

**Rysunek 3.** Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2013 r.



Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Istnienie pionowo skonsolidowanych grup kapitałowych wpływa na fakt, że rynki wytwarzania i obrotu energią elektryczną pozostają wysoce skoncentrowane. Stan konkurencji na rynku energii elektrycznej został opisany przede wszystkim za pomocą wskaźników mierzących stopień koncentracji (tabela 9 poniżej).

**Tabela 9.** Stan koncentracji podsektora wytwarzania<sup>17)</sup>

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 <sup>18)</sup>	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2012	5	6	56,7	64,3	1 587,9	2 096,0
2013	5	6	55,4	62,6	1 522,3	1 991,7

Źródło: Dane Ministerstwa Gospodarki i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych) w 2013 r. pozostawał na wysokim poziomie tj. 62,6%. Jednocześnie w stosunku do roku poprzedniego wskaźnik ten wyraźnie spadł, tj. o 1,7 punktu procentowego. Podobną tendencję obserwuje się przy drugim wskaźniku – udziale trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej. Udział ten zmniejszył się w 2013 r. w stosunku do 2012 r. o 1,3 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (tj. wytwórcy skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, EDF) dysponowali ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju.

<sup>17)</sup> 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.

<sup>18)</sup> Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

Wskaźnik HHI, mierzony według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), wyraźnie zmniejszył się w 2013 r. w porównaniu do 2012 r., odpowiednio o 4,1% i 5,0%.

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

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

#### Średnia cena roczna sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

Działając na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE oblicza i publikuje w terminie do 31 marca każdego roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni. Obliczenia obejmują sprzedaż energii elektrycznej, liczonej po dostawie, realizowaną przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej tj. do spółek obrotu w ramach kontraktów dwustronnych oraz poprzez giełdę energii. Ceny te przedstawione są w tabeli 10. Ze względu na przyjętą metodologię liczenia cena ta zawiera różne profile dostawy (np. pasmo, szczyt).

**Tabela 10.** Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]

Cena za rok	2009	2010	2011	2012	2013
Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	197,21	195,32	198,90	201,36	181,55

Źródło: Dane URE.

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

Działając na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE oblicza i publikuje średnią kwartalną cenę energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 i 2 powyższego artykułu, w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału.

W obliczeniu ww. ceny uwzględnia się 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. Obliczenia obejmują sprzedaż energii elektrycznej, liczonej po dostawie. Rysunek 4 pokazuje, jak kształtowały się średnie kwartalne ceny energii elektrycznej niepodlegającej ww. obowiązkowi. Ze względu na przyjętą metodologię liczenia cena ta zawiera różne profile dostawy (np. pasmo, szczyt).

**Rysunek 4.** Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]



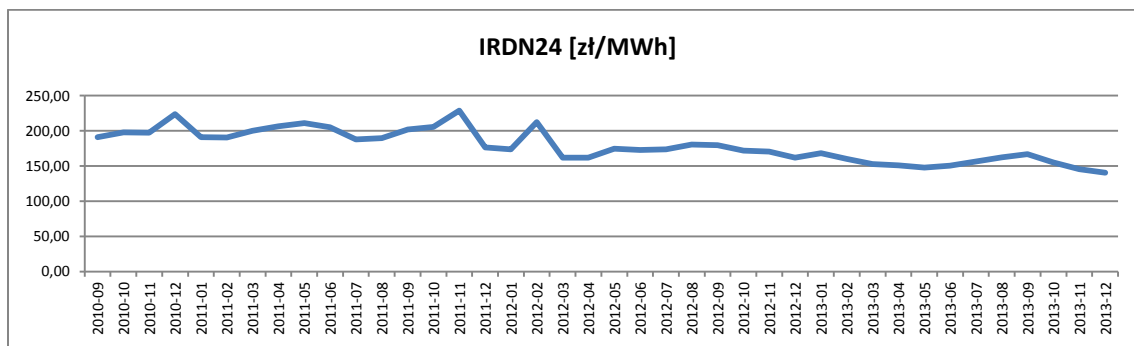
Źródło: Dane URE.

### Ceny na rynku SPOT TGE SA

Rysunek 5 przedstawia kształtowanie się trendu cen na rynku spotowym – RDN, prowadzonym przez TGE SA. Indeks IRDN24 przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Porównując średnie miesięczne wartości IRDN24 z grudnia 2012 r. do grudnia 2013 r., ceny na rynku SPOT obniżyły się o ponad 13%.

**Rysunek 5.** Średnia ważona wolumenem miesięczna cena energii elektrycznej w transakcjach Spot mierzona IRDN24 [zł/MWh]



Źródło: Dane TGE SA i URE.

### Ceny na rynku terminowym TGE SA

Rok 2013 był kolejnym rokiem, w którym kontynuowany był spadek cen energii elektrycznej na terminowym rynku energii. Odzwierciedleniem tej tendencji jest spadek cen kontraktów terminowych BASE\_Y-14, gdzie średnioważona wolumenem cena transakcyjna tego kontraktu w całym 2013 r. ukształtowała się na poziomie 155,00 zł/MWh. Jednocześnie, cena BASE\_Y-14 na koniec 2012 r. wyniosła 177,00 zł/MWh, podczas gdy na koniec 2013 r. cena tego kontraktu wyniosła 152,25 zł/MWh, co oznacza spadek o około 14%.

W 2013 r. wolumen obrotu na wszystkich giełdowych rynkach dedykowanych energii elektrycznej, na parkiecie TGE SA, wyniósł łącznie 176,553 TWh i był o 8,6% większy niż krajowa produkcja energii elektrycznej w 2013 r. oraz o 11,8% większy niż łączne zużycie.

Przedstawione powyżej dane potwierdzają, że cel wprowadzenia obowiązku publicznego obrotu energią elektryczną został osiągnięty poprzez:

- zapewnienie równoprawnego dostępu uczestników rynku do energii elektrycznej poprzez zagwarantowanie jednakowych warunków udziału uczestników w obrocie giełdowym,
- zapewnienie transparentności obrotu energią elektryczną poprzez zagwarantowanie jednakowego dostępu do informacji, takich jak ceny energii oraz warunki uczestnictwa w obrocie energią,
- urealnienie cen energii elektrycznej poprzez organizację dużej części hurtowego obrotu energią na rynku zorganizowanym od strony formalnej i prawnej, jakim jest giełda towarowa, przy jednoczesnym zachowaniu nadzoru przez Komisję Nadzoru Finansowego; nadzór ten ma eliminować możliwość manipulacji cenami energii elektrycznej – w szczególności na rynku, na którym funkcjonują podmioty o silnej pozycji rynkowej, skupiające dużą część podaży energii,
- upłynnienie giełdowego obrotu energią elektryczną stanowi też alternatywną formę zakupu energii przez odbiorców, czego konsekwencją jest zwiększenie pozycji i siły odbiorców na konkurencyjnym rynku energii,
- zapewnienie bezpieczeństwa rozliczeń transakcji przez licencjonowaną Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych.

### 3.2.2. Rynek detaliczny

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

W 2013 r. Prezes URE utrzymał 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 pozostałych grup odbiorów ceny energii kształtowane są przez rynek.

Zatwierdzane przez Prezesa URE taryfy dla energii elektrycznej dla grup taryfowych G są publikowane w Biuletynie URE. Dodatkowo 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.

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

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

W 2013 r., podobnie jak w roku poprzednim, na stronie internetowej URE udostępniony był kalkulator taryfowy, umożliwiający porównywanie ofert sprzedawców energii elektrycznej skierowanych do odbiorców w gospodarstwach domowych, a tym samym pomagający w dokonaniu wyboru najkorzystniejszej z tych ofert dla siebie. W 2013 r. około 20 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 11.** 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	16 601 368	45 618 849,7	13 216 977,2	289,73
50 – 2 000 MWh	37 994	27 781 761,8	7 217 355,5	259,79
> 2 000 MWh	2 515	31 550 352,7	7 145 969,4	226,49
<b>RAZEM</b>	16 641 877	104 950 964,2	27 580 302,1	262,79

Źródło: na podstawie ankiet kwartalnych od sprzedawców za 2013 r.

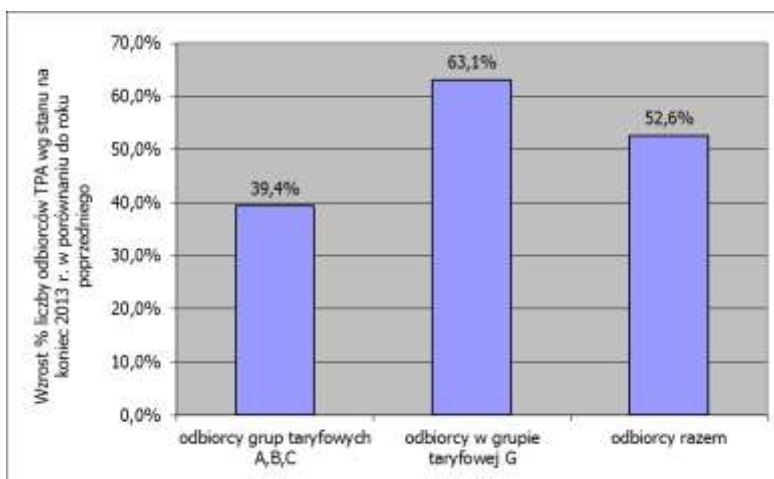
Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent suppliers*), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej, jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy.

W Polsce jest ok. 16,7 mln odbiorców końcowych, z czego ok. 90% (ponad 15 mln) to odbiorcy z grupy G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Jednocześnie wolumen energii dostarczonej dla tej grupy nie jest wysoki i stanowi w sumie ok. 24% całości dostaw energii elektrycznej. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup 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. Z wyników monitorowania rynku wynika, że 2013 r. był kolejnym po 2012 r. okresem dynamicznego wzrostu liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę. W grupach odbiorców komercyjnych A, B, C w 2013 r. nastąpił wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę o 39,4% w stosunku do stanu z końca 2012 r. Może to świadczyć o tym, że przy osiągnięciu przez ten segment rynku pewnego poziomu nasycenia, firmy w dalszym ciągu szukają możliwości obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej i korzystają aktywnie z tego prawa. W odniesieniu do segmentu odbiorców w gospodarstwach domowych odnotowano wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę o 63,1% w odniesieniu do stanu z końca 2012 r. Można zaobserwować zatem utrzymujące się znaczące tempo zmian wskaźnika TPA w segmencie gospodarstw domowych w porównaniu z segmentem przedsiębiorstw, na co mogły mieć wpływ kampanie informacyjne przeprowadzone przez Prezesa URE w ostatnich latach, cyklicznie organizowane targi wiedzy konsumenckiej, jak również dostęp do narzędzia umożliwiającego porównywanie ofert cenowych dla gospodarstw domowych na stronach internetowych URE (kalkulator). Innym czynnikiem wpływającym na zaobserwowany stan był wzrost aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną, jak również wzmożona aktywność alternatywnych sprzedawców (nowych spółek obrotu). Aktywność ta, postrzegana jako zjawisko pozytywne dla rozwoju rynku detalicznego, miała również swoje negatywne aspekty. W 2013 r., podobnie jak w latach poprzednich, do URE docierały sygnały – głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych – dotyczące stosowania przez niektórych sprzedawców agresywnej polityki marketingowo-sprzedażowej podczas prezentacji oferty i podczas zawierania nowych umów sprzedaży. Zjawisko to potwierdziło konieczność kontynuowania działań edukacyjno-informacyjnych, mających na celu podniesienie wiedzy i świadomości drobnych odbiorców. Niezależnie od powyższego, wraz ze wzrostem liczby odbiorców decydujących się na zmianę sprzedawcy na rynku energii elektrycznej obserwowano nieprawidłowości związane z praktyką stosowania procedury zmiany sprzedawcy oraz działaniami poszczególnych uczestników rynku (sprzedawców, OSD, pośredników i brokerów). Oceniając wskaźniki wzrostu pamiętać należy jednak, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 1,31%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, choć podkreślić trzeba także fakt, że w stosunku do 2011 r. nastąpił wzrost tego wskaźnika (w 2012 r. poziom ten wyniósł 0,86%).

Procentowy wzrost liczby odbiorców TPA według grup taryfowych na koniec 2013 r. w porównaniu do roku poprzedniego został przedstawiony na rysunku 6.

**Rysunek 6.** Zmiana liczby odbiorców TPA w podziale na grupy taryfowe [%]



Źródło: URE.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2013 r. korzystanie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rysunek 7). Podobnie jak w roku poprzednim, największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występuje na terenie działania TAURON Dystrybucja SA. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występuje na terenie działania ENERGA-Operator SA.

W 2013 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja SA, w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 53,15% całości dostaw (24 008 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 7.** Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Źródło: URE.



Całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2013 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi), wyniosła 48 654,6 GWh, tj. 37,94% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2012 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych dostarczono energię elektryczną w ilości 42 524,5 GWh, tj. 33,36% 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 G są natomiast odbiorcami pobierającymi energię na potrzeby socjalno-bytowe (niezależnie od poziomu napięcia). 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 gospodarstw domowych, tj. odbiorców zakwalifikowanych do grupy taryfowej G, przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego, którzy nie zmienili sprzedawcy. Natomiast ceny energii dla pozostałych grup odbiorców kształtowane są przez rynek.

W grudniu 2012 r. dla czterech przedsiębiorstw obrotu, pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, Prezes URE zatwierdził zmiany decyzji zatwierdzających taryfy dla energii elektrycznej dla grup taryfowych G, w zakresie ustalonego w nich okresu obowiązywania taryf, wydłużając ten okres do 30 czerwca 2013 r. Wydłużenie okresu obowiązywania taryf sprzyjało zapewnieniu stabilizacji na rynku energii elektrycznej, co leżało zarówno w interesie społecznym jak i słusznym interesie stron i zmierzało do realizacji jednego z podstawowych celów regulacji, tj. równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej.

Następnie w maju 2013 r. ww. przedsiębiorstwa obrotu zostały wezwane do złożenia taryf dla energii elektrycznej obowiązujących od 1 lipca 2013 r. Po przeanalizowaniu złożonych wniosków stwierdzono, że w przypadku trzech przedsiębiorstw koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen w taryfach zostały zaplanowane na poziomie, który nie może zostać uznany za uzasadniony. W związku z tym, w trakcie postępowania administracyjnego Prezes URE wydał postanowienia w sprawie ustalenia współczynników korekcyjnych  $Y_n$ , określających zmianę niezależnych od przedsiębiorstwa warunków wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną, co wynikało z treści § 21 ust. 2, ust. 3 pkt 1 i 3 oraz ust. 4 i 5 rozporządzenia taryfowego, który ma zastosowanie w odniesieniu do cen energii elektrycznej stosowanych wobec odbiorców w grupach taryfowych G. Jednocześnie przedsiębiorstwa te zostały zobowiązane do przedłożenia skorygowanych taryf zawierających ceny uwzględniające te współczynniki. W przypadku jednego przedsiębiorstwa obrotu koszty stanowiące podstawę kalkulacji cen w taryfie zostały zaplanowane na poziomie uzasadnionym. Ostatecznie w czerwcu 2013 r. zostały zatwierdzone taryfy dla energii elektrycznej czterech przedsiębiorstw obrotu na okres od 1 lipca 2013 r. do 31 grudnia 2013 r.

W listopadzie 2013 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej na rok 2014. W efekcie prowadzonych postępowań w grudniu 2013 r. taryfy te zostały zatwierdzone przez Prezesa URE na okres do 31 grudnia 2014 r.

Dla odbiorców rozliczanych w grupach taryfowych G, którzy nie dokonali zmiany sprzedawcy energii, ceny energii elektrycznej zawarte są w taryfach Spółek obrotu, zatwierdzanych przez Prezesa URE i publikowanych w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”.

## **Prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji**

W 2013 r. do Prezesa URE wpływały pisma (skargi) z prośbą o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy, w szczególności dotyczyło to przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie sytuacji. Działania te w większości przypadków doprowadziły do pomyślnego zakończenia zmiany sprzedawcy przez odbiorców energii elektrycznej.

Poniżej wymieniono kilka ważniejszych problemów/skarg, podejmowanych w 2013 r. przez Prezesa URE.

Jednym z takich przykładów była skarga sprzedawcy na działania operatora systemu dystrybucyjnego w sprawie zawierania umów dotyczących zmiany sprzedawcy. Po analizie dokumentów przesłanych przez podmioty Prezes URE stwierdził, że procedura zmiany sprzedawcy przeprowadzona przez operatora systemu dystrybucyjnego na rzecz podmiotu skarżącego przebiegła w sposób prawidłowy, bez naruszenia przepisów prawa. Prezes URE wskazał jednak, że przedsiębiorstwo obrotu, będąc profesjonalnym podmiotem nie dołożyło należytej staranności w przeprowadzaniu procedury zmiany sprzedawcy.

Do Prezesa URE wpłynęła również skarga sprzedawcy alternatywnego na sprzedawcę z urzędu oraz inne spółki wchodzące w skład grupy kapitałowej m.in. na nieprawidłowości przeprowadzenia procedury zmiany sprzedawcy przez OSD oraz wzajemnych relacji spółek grupy kapitałowej w obszarze obsługi klienta. Prezes URE zwrócił się do OSD o wyjaśnienie przypadków wstrzymania przez niego procedury zmiany sprzedawcy wobec klientów jednego z sprzedawców. W szczególności, Prezes URE zażądał wyjaśnienia wstrzymywania procedury zmiany sprzedawcy na skutek uznania za nieskuteczne rozwiązanie umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Dodatkowo, z uwagi na funkcjonowanie na terenie działalności Operatora kilku różnych IRiESD, Prezes URE zwrócił się o uszczegółowienie uzasadnienia wstrzymania procedury zmiany sprzedawcy w zależności od tego, na terenie działalności którego z obszarów OSD klient zamieszkuje. W odpowiedzi OSD wyjaśnił, że na terenie jednego z obszarów OSD procedura jest wstrzymywana, gdy poprzedni sprzedawca się sprzeciwi. Prezes URE nie podzielił tej opinii i uznał, że procedura zmiany sprzedawcy winna być dokończona zgodnie z wolą odbiorcy. Z kolei na terenie innego obszaru OSD Prezes URE potwierdził opinię operatora i uznał, że zapisy Instrukcji umożliwiają odniesienie się do kwestii rozwiązania umowy kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Z kolei na innym z obszarów OSD Prezes URE podzielił pogląd, że nie jest możliwe przerwanie procedury w wyniku sprzeciwu dotychczasowego sprzedawcy. Prezes URE poinformował też, że trwają prace nad nową, jednolitą dla całego terenu działalności OSD IRiESD, która wykluczy możliwość przerwania procedury w wyniku kwestionowania skuteczności wypowiedzenia umowy przez dotychczasowego sprzedawcę. Ponadto na zarzut wzajemnych relacji spółek grupy kapitałowej w obszarze obsługi klienta Prezes URE wezwał dotychczasowych sprzedawców do przedstawienia wyjaśnień, które potwierdziły nieprawidłowości w obsłudze klienta wskazane przez sprzedawcę alternatywnego i zobowiązały do wyeliminowania podobnych błędów w przyszłości. Ponadto Prezes URE poinformował sprzedawcę o różnych modelach funkcjonowania punktów obsługi klienta w poszczególnych OSD i zgodził się, że nie funkcjonują one właściwie, a z informacji docierających od odbiorców, jak i sprzedawców alternatywnych wynika, że dochodzi do przypadków dyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Przypadki te są przedmiotem prowadzonych przez Prezesa URE wyjaśnień. Regulator zwrócił również uwagę na rolę Programów Zgodności w zapewnieniu niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu oraz na problemy z praktycznym stosowaniem przepisów tych dokumentów.

W marcu 2013 r. do Prezesa URE wpłynęła skarga jednego ze sprzedawców alternatywnych dotycząca działań pięciu dużych OSD polegających na utrudnieniu realizacji procedury zmiany sprzedawcy na rzecz odbiorców, którzy podpisali umowę sprzedaży energii elektrycznej. Prezes URE zwrócił się do OSD z prośbą o udzielenie wyjaśnień, dotyczących m.in.: wstrzymywania dostaw energii elektrycznej, jak i realizacji wniosków o wznowienie dostaw energii elektrycznej, występowania opóźnień w przesyłaniu przez OSD umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej do podpisania przez odbiorców, bieżących informacji o rozwiązywaniu umów o świadczenie usług przez odbiorców, oraz opóźnień w zamieszczaniu na Platformie Wymiany Informacji (PWI) informacji na temat terminowego rozwiązywania umów sprzedaży energii elektrycznej. Po analizie dokumentów przesłanych przez poszczególnych Operatorów Prezes URE stwierdził, że w przypadkach, gdy obowiązek OSD wynika z zawartej umowy GUD (Generalna Umowa Dystrybucyjna), Prezes URE nie jest organem właściwym

do rozpatrywania kwestii spornych wynikających z zawartych umów cywilnoprawnych. Właściwym do rozstrzygnięcia tego typu spraw jest sąd powszechny. W pozostałych przypadkach Prezes URE uznał wyjaśnienia OSD za wystarczające, natomiast w odniesieniu do zarzutu sprzedawcy w zakresie opóźnień w zamieszczaniu na PWI informacji na temat terminów rozwiązywania umów sprzedaży energii elektrycznej należy stwierdzić, że działania te są praktykami niewłaściwymi, ponieważ wpływają na przepływ informacji między uczestnikami rynku. Niemniej opisane uchybienia, choć szkodliwe, nie są elementem procedury zmiany sprzedawcy zawartej w IRiESD, za brak przestrzegania której Prezes URE może wszcząć postępowanie o ukaranie zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne. Niezależnie od powyższego należy zaznaczyć, że OSD zapewniły, że będą dokładać należytej staranności, aby opisane sytuacje nie występowały lub zostały ograniczone do minimum.

W odniesieniu do innych podejmowanych przez Prezesa URE działań na rzecz promowania konkurencji w 2013 r. należy wspomnieć o zakończeniu prac prowadzonych od 2012 r. przez TOE i PTPIREE, mających na celu opracowanie wzorca generalnej umowy dystrybucyjnej, określającego szczegółowe zasady świadczenia usługi kompleksowej (tzw. GUD-Kompleksowy, GUD-K). Jednocześnie przy udziale przedstawicieli Prezesa URE prowadzono prace nad przygotowaniem do wdrożenia GUD-K do powszechnego stosowania przez OSD. W trakcie organizowanych przez Prezesa URE spotkań z udziałem przedstawicieli OSD, zrzeszonych w PTPIREE oraz sprzedawców, zrzeszonych w TOE, a także alternatywnych sprzedawców dyskutowano aspekty praktycznego wdrożenia GUD-K przez poszczególnych OSD. Dzięki wypracowanemu wzorcowi każdy sprzedawca, w tym także sprzedawca alternatywny może oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową, co niewątpliwie czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną. Dotychczas tylko sprzedawcy z urzędu mieli zawarte z OSD umowy umożliwiające realizację usługi kompleksowej. Wypracowanie tego wzoru znacznie przyspieszy i uprości proces zawierania umów i tym samym ułatwi wejście na rynek gospodarstw domowych alternatywnym sprzedawcom. Zgodnie z deklaracją OSD wzór GUD-K został wprowadzony do stosowania od 1 stycznia 2014 r.

W ramach przeciwdziałania praktykom monopolistycznym oraz promowania konkurencji Prezes URE współpracuje także z właściwymi organami, takimi jak Prezes UOKiK. Mając na względzie kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji i konsumentów wynikające z ustawy z 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów Prezes URE przekazał szereg spraw (prawie 50 pism od odbiorców grupy taryfowej G), z których wynikało, że odbiorcy skarżyli się na działania niektórych sprzedawców alternatywnych w związku ze zmianą sprzedawcy. Wskazane czyny mogą stanowić praktyki naruszające zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwe praktyki rynkowe lub czyny nieuczciwej konkurencji. Zastrzeżenia odbiorców dotyczyły przede wszystkim wprowadzenia w błąd przy podpisywaniu niekorzystnych dla nich umów. Umowy te na ogół łączą się z obowiązkowym ubezpieczeniem medycznym, o czym odbiorcy nie byli poinformowani przy ich podpisywaniu. Jeden z przypadków dotyczył wprowadzenia odbiorcy w błąd przez sprzedawcę alternatywnego poprzez podawanie się jego przedstawicieli za reprezentantów np. „zakładu energetycznego” lub „jednego ze sprzedawców z urzędu”. Kolejny natomiast dotyczył wysokości cen ustalonych przez przedsiębiorstwo energetyczne wobec odbiorcy gazu propan-butan, przeznaczonych na cele bytowe dla gospodarstwa domowego.

Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK<sup>19)</sup>

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

**I. Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję:**

1. Prezes UOKiK, w oparciu o ustalenia poczynione w postępowaniu wyjaśniającym (sygn. RBG-400-20/12/JM), postanowieniem nr RBG-172/2013 z dnia 15 lipca 2013 r. wszczął postępowanie antymonopolowe w związku z podejrzeniem nadużywania przez ENEA Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu (dalej: „ENEA Operator”) pozycji dominującej na regionalnym rynku

<sup>19)</sup> Fragment na podstawie wkładu z UOKiK.

dystrybucji energii elektrycznej na terenie jej sieci elektroenergetycznej obejmującej obszar zachodniej i północno-zachodniej części Polski (tj. województwa: wielkopolskie, lubuskie, zachodniopomorskie, kujawsko-pomorskie lub ich części), polegającego na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do rozwoju konkurencji na krajowym rynku obrotu energią elektryczną, poprzez przerywanie procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, co powoduje konieczność rozpoczęcia procedury na nowo, na skutek:

- a) negatywnej weryfikacji powiadomień o dokonanej przez odbiorcę zmianie sprzedawcy energii elektrycznej w przypadku błędu formalnego powiadomienia, w sytuacji kiedy pojęcie błędu formalnego jest dowolnie interpretowane przez ENEA Operator Sp. z o.o.,
- b) niedokonywania sprawdzenia otrzymanego od sprzedawcy z urzędu (lub dotychczasowego sprzedawcy) zastrzeżenia dotyczącego terminu rozwiązania umowy kompleksowej (lub umowy sprzedaży energii elektrycznej), pod względem, czy zostało ono złożone w terminie i z przyczyn wskazanych w procedurze zmiany sprzedawcy określonej w IRiESD co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 1 i ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

Dnia 31 grudnia 2013 r. wydano decyzję zobowiązującą (nr RBG-50/2013), w której przyjęto zobowiązanie ENEA Operator z siedzibą w Poznaniu do przyjęcia odpowiednich postanowień w nowej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Decyzja jest prawomocna i została wykonana.

2. W dniu 12 kwietnia 2012 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie antymonopolowe (sygn. RBG-411-02/12/PD) przeciwko ENERGA-OPERATOR SA z siedzibą w Gdańsku (dalej: „Energia Operator”) w związku z podejrzeniem stosowania przez Energia Operator praktyki ograniczającej konkurencję polegającej na nadużywaniu pozycji dominującej na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej, obejmującym obszar, na którym usytuowana jest sieć dystrybucyjna przedsiębiorcy, poprzez groźbę wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej odbiorcom w przypadku, gdy odbiorca wstrzymuje się z zapłatą należności za energię elektryczną (z powodu naliczania należności na podstawie błędnie działającego urządzenia pomiarowego, gdy należność ta jest sporna co do zasady lub co do wysokości, a odbiorca nie ponosi odpowiedzialności za błędne działanie urządzenia pomiarowego i w konsekwencji błędne naliczanie należności), co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 1 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

Decyzją z dnia 27 czerwca 2013 r. Prezes UOKiK umorzył w całości jako bezprzedmiotowe powyższe postępowanie. W toku postępowania ustalono bowiem, że Energia Operator nie dokonywała działań ujętych w postawionym jej zarzucie, a co za tym idzie niemożliwe było prowadzenie wobec niej postępowania administracyjnego. W konsekwencji powyższe uniemożliwiało wydanie decyzji rozstrzygającej sprawę co do istoty. W związku z powyższym postępowanie w sprawie praktyki ograniczającej konkurencję zostało umorzone.

Decyzja jest prawomocna.

3. W 2013 r. kontynuowane było postępowanie w sprawie podejrzenia stosowania przez ENEA Operator z siedzibą w Poznaniu praktyk ograniczających konkurencję określonych w art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, polegających na nadużywaniu pozycji dominującej na lokalnym rynku dystrybucji energii elektrycznej, obejmującym obszar województw: wielkopolskiego (dawne województwa: poznańskie, pilskie i leszczyńskie), zachodniopomorskiego, lubuskiego i kujawsko-pomorskiego (dawne województwo bydgoskie), poprzez przeciwdziałanie rozwojowi konkurencji na krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej poprzez rażące naruszenie określonych w przepisach rozporządzeń wydanych na podstawie ustawy Prawo energetyczne terminów wydania warunków przyłączenia oraz określenia zakresu ekspertyzy wpływu projektowanej farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny (sygn. RPZ-411/6/07/ES/JK).

Postępowanie to jest kontynuacją postępowania zakończonego w punkcie II decyzji Prezesa UOKiK z dnia 30 września 2008 r. nr RPZ-34/2008. Na skutek odwołania decyzja w powyższym punkcie została prawomocnie uchylona przez Sąd Apelacyjny wyrokiem z dnia 17 marca 2011 r. (VI ACa 1027/10). Tym samym w powyższym zakresie postępowanie toczy się ponownie.

## **II. Inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorców z sektora energetycznego:**

1. W dniu 14 marca 2013 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające (sygn. RLU-400-12/13/MW) w sprawie wstępnego ustalenia zasad obciążania przez PGE Obrót SA w Rzeszowie odbiorców energii elektrycznej za dostawę energii elektrycznej.

Postępowanie było efektem skargi złożonej na procedury naliczania energii elektrycznej (zastosowanie mnożnej 80) przedsiębiorcy. Uzyskane materiały i ich analiza nie pozwalały na wszczę-

- cie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone w dniu 30 kwietnia 2013 r.
2. W dniu 24 października 2013 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające (sygn. RLU-400-34/13/MW) w sprawie ustalenia zasad przydzielania przez PGE Obrót SA w Kielcach nowym odbiorcom energii elektrycznej grupy taryfowej, w tym wstępne ustalenie, czy nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów uzasadniające wszczęcie postępowania antymonopolowego i czy sprawa ma charakter antymonopolowy.  
Uzyskane materiały i ich analiza nie pozwalały na wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zostało zakończone w dniu 15 listopada 2013 r.
  3. Prezes UOKiK przeprowadził postępowanie wyjaśniające (RKR-400-22/13/PP) w sprawie ustalenia warunków rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej stosowanych w umowach z odbiorcami przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja SA z siedzibą w Lublinie.  
Wszczęte 1 sierpnia 2013 r. postępowanie dotyczyło cen energii elektrycznej stosowanej w ramach tzw. sprzedaży rezerwowej, która była wyższa o 10% od cen stosowanych w zwykłej sprzedaży. Postępowanie było prowadzone w związku z zawiadomieniem Prezydenta Miasta Rzeszowa dotyczącym sytuacji, gdy w wyniku przeciągającego się postępowania w sprawie zamówienia publicznego wygasła dotychczasowa umowa sprzedaży i została uruchomiona na rzecz miejskich jednostek sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej. W świetle dokonanych ustaleń nie stwierdzono podstaw do sformułowania zarzutów naruszenia ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów. Postępowanie zakończono 22 listopada 2013 r.
  4. Prezes UOKiK wszczął 25 lipca 2013 r. postępowanie wyjaśniające (sygn. RKT-400-26/13/AW) mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku z zamawianiem realizacji prac związanych z przyłączeniami odbiorców na terenie działalności Tauron Dystrybucja SA, w szczególności Oddziału w Bielsku-Białej, mogło dojść do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.  
Postępowanie zostało wszczęte w związku z zawiadomieniem przedsiębiorcy, który zakwestionował wysokość stawek nakładów netto na budowę elementów sieci i przyłączy elektroenergetycznych proponowanych przez Tauron Dystrybucja SA za realizację prac związanych z przyłączeniami odbiorców na terenie Oddziału tej spółki w Bielsku-Białej. Postępowanie zostało zakończone 8 stycznia 2014 r. wnioskiem o braku podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego.
  5. W dniu 7 maja 2013 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające w sprawie wstępnego ustalenia, czy w zakresie ograniczania możliwości rozwiązania umowy sprzedaży energii elektrycznej przez kontrahentów Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie mogło nastąpić naruszenie przez ww. przedsiębiorcę przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.  
W wyniku ww. postępowania ustalono, iż w sprawie nie doszło do naruszenia, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zakończono w dniu 20 czerwca 2013 r.
  6. W dniu 26 września 2013 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające w sprawie wstępnego ustalenia, czy działalność TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. z siedzibą w Gliwicach w zakresie naliczania kar za przedterminowe rozwiązanie umowy sprzedaży energii elektrycznej może stanowić naruszenie przez ww. przedsiębiorcę przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.  
W wyniku ww. postępowania ustalono, iż w sprawie nie doszło do naruszenia, uzasadniającego wszczęcie postępowania antymonopolowego. Postępowanie zakończono w dniu 22 listopada 2013 r.
  7. W dniu 29 sierpnia 2012 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające (sygn. RBG-400-20/12/JM) mające na celu wstępne ustalenie, czy spółki Enea Operator i Enea, prowadzące działalność polegającą na dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej, dopuściły się poprzez utrudnianie procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej na MEM Metro Group Energy Production & Management sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie - naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów  
Postępowanie wyjaśniające zamknięto 21 listopada 2013 r. Na skutek ustaleń ww. postępowania wszczęto postępowanie antymonopolowe (RBG-411-03/13/JM).
  8. W dniu 9 sierpnia 2011 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-18/11/AT/ZP) mające na celu wstępne ustalenie, czy w ramach realizacji publicznoprawnego obowiązku zapewnienia dostępu do rynku energii elektrycznej przez PGE Dystrybucja nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

Postępowanie zakończono 2 kwietnia 2014 r. Informacje zebrane w ramach postępowania nie dały podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego.

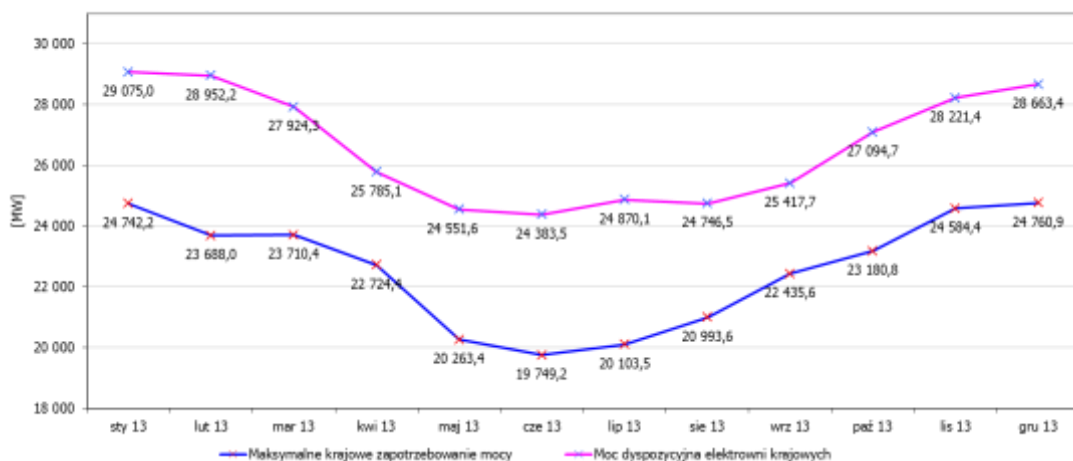
9. W dniu 28 marca 2013 r., w związku z zawiadomieniem złożonym przez Prezesa URE, Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające (RKR-400-7/13/ES/PP), mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku z działaniami przedsiębiorstw energetycznych z grupy Tauron – Tauron Sprzedaż sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie, Tauron Sprzedaż GZE sp. z o.o. z siedzibą w Gliwicach oraz Tauron Dystrybucja SA z siedzibą w Krakowie – w zakresie warunków umów rezerwowych sprzedaży energii elektrycznej, w tym zastrzeganych zabezpieczeń finansowych, nie doszło do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.  
Analizowany problem zaistniał w 2013 roku w związku z sytuacją, w której doszło do uruchomienia mechanizmu sprzedaży rezerwowej w wyniku utraty podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie przez jednego ze sprzedawców energii elektrycznej. Sprzedawcy z grupy kapitałowej Tauron, będący jedynymi sprzedawcami rezerwowymi na obszarze działania Tauron Dystrybucja, zażądali od odbiorców wniesienia w krótkim terminie znacznych zabezpieczeń finansowych na poczet należności z tytułu umów sprzedaży rezerwowej.  
W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.
10. Prezes UOKiK postanowieniem z dnia 18 czerwca 2013 r. wszczął postępowanie wyjaśniające w celu wstępnego ustalenia, czy w związku z prowadzoną przez ENEA Operator w Poznaniu działalnością dotyczącą realizacji umów o przyłączenie do sieci mogło dojść do naruszenia przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, w tym celem wstępnego ustalenia czy sprawa ma charakter antymonopolowy.  
Postępowanie wszczęto wskutek skargi lokalnego dystrybutora energii elektrycznej, wskazującego na nierównoprawne traktowanie podmiotów ubiegających się o zwiększenie mocy (sygn. RPZ-400/13/13/JK).  
W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.
11. W dniu 31 października 2011 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-23/11/AT) mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku ze świadczeniem usług kompleksowych sprzedaży energii elektrycznej oraz zapewnienia świadczenia usług dystrybucji dla klientów indywidualnych przez PGE Obrót SA z siedzibą w Rzeszowie może mieć miejsce naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.  
W ramach ww. postępowania wyjaśniana jest procedura stosowana przez PGE Obrót m.in. w zakresie dokonywania odczytów rozliczeniowych wskazań liczników i innych urządzeń układu pomiarowo-rozliczeniowego, dokonywania kontroli i wymiany liczników oraz ich części, a także innych urządzeń pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych (w tym zakładania plomb); sposobu rozliczania kosztów dokonanej konserwacji bądź wymiany liczników oraz ich części, a także innych urządzeń pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych (w tym zakładania plomb); rozliczania nadpłat wynikających z korekty rozliczeń.  
W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.
12. W dniu 10 czerwca 2011 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-11/11/AT) mające na celu wstępne ustalenie, czy w związku ze świadczeniem usług dystrybucji energii elektrycznej polegających na transporcie energii elektrycznej za pomocą sieci i urządzeń elektroenergetycznych wysokich, średnich i niskich napięć do odbiorców końcowych przez PGE Dystrybucja w zakresie prowadzenia eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej oraz planowania rozwoju i prowadzenia rozbudowy sieci dystrybucyjnej nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.  
W ramach prowadzonego postępowania wyjaśniane są procedury stosowane przez PGE Dystrybucja m.in. w zakresie: prowadzenia eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej, planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej i prowadzenia rozbudowy sieci dystrybucyjnej, przyjmowania i rozpatrywania skarg składanych przez właścicieli nieruchomości dotyczących zasadności wejścia pracowników spółki na teren ich nieruchomości oraz sposobu wykonywania prowadzonych prac.  
W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.
13. W dniu 15 września 2011 r. Prezes UOKiK wszczął postępowanie wyjaśniające (sygn. RWA-400-20/11/AT/ZP) mające na celu wstępne ustalenie, czy w ramach realizacji publicznoprawnego obowiązku zapewnienia dostępu do rynku energii elektrycznej przez RWE Stoen Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie nastąpiło naruszenie przepisów ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.  
W przedmiotowej sprawie nadal toczy się postępowanie.

### 3.3. Bezpieczeństwo dostaw

#### 3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

W ramach monitorowania bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci Prezes URE dokonuje przeglądu działań podejmowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego w tym zakresie oraz dokonuje ich oceny pod kątem zapewnienia prawidłowej pracy sieci. W szczególności w ramach monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego ocenie podlegała relacja mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2013 r., co zostało przedstawione na rysunku poniżej.

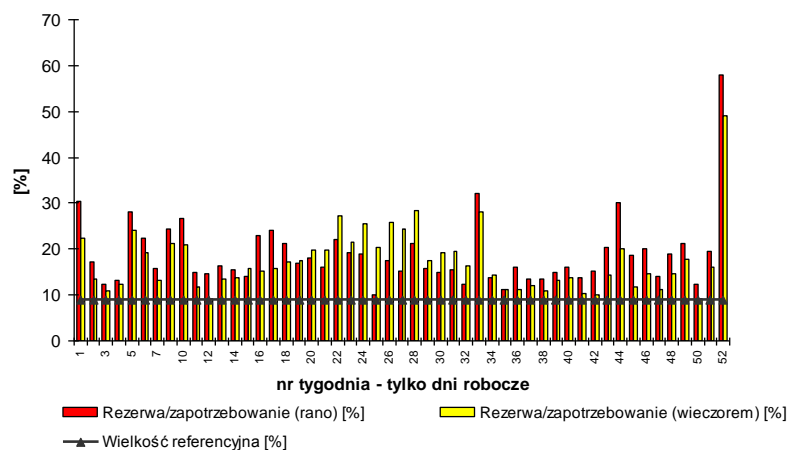
**Rysunek 8.** Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu w 2013 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

W 2013 r. zarówno w szczycie porannym, jak i wieczornym średni tygodniowy stosunek rezerwy (suma rezerwy wirującej JWCD, rezerwy wodnych JWCD oraz rezerwy zimnej w JWCD) do zapotrzebowania na moc w poszczególnych tygodniach obejmujących dni robocze przewyższał wartość referencyjną ustaloną w IRiESP na poziomie 9% (wymagany poziom rezerwy operacyjnej), co zostało przedstawione na rysunku 9. W tabeli 12 przedstawiono natomiast dane dotyczące rezerw mocy w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania na moc w 2013 r.

**Rysunek 9.** Rezerwa mocy odniesiona do zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w 2013 r. (na podstawie raportów tygodniowych PSE SA uwzględniających tylko dni robocze)



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

**Tabela 12.** Minimalna i maksymalna rezerwa mocy w 2013 r. (na podstawie raportów dobowych PSE SA)

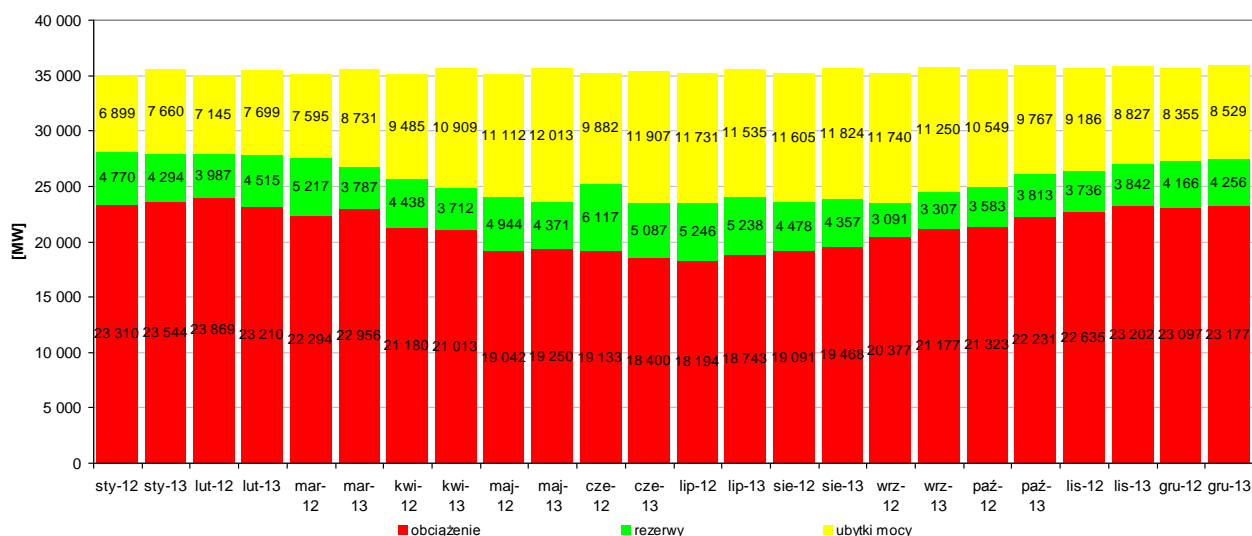
	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	1 393	6,5	1 272	5,4
max	14 094	100,1	12 932	81,0

Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Na rysunku 10 porównane zostały średnie miesięczne wartości (ze szczytów wieczornych z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy 2012 r. i 2013 r. Z przedstawionych danych wynika, że w I półroczu 2013 r. średni poziom rezerwy w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia kształtował się nieco niżej w porównaniu z I półroczem 2012 r., natomiast w II półroczu 2013 r. poziom średni był bardzo zbliżony do poziomu II półrocza 2012 r. Bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rysunku 10 można zauważyć, że w pierwszej połowie 2013 r. średnia wartość ubytków była nieznacznie większa w porównaniu z danymi dla analogicznego okresu 2012 r., natomiast w drugiej połowie roku nieco mniejsza.

W ujęciu średniorocznym w 2013 r. w porównaniu z 2012 r. wystąpił spadek rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

**Rysunek 10.** Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2012 r. i w 2013 r. (na podstawie średnich – rocznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)

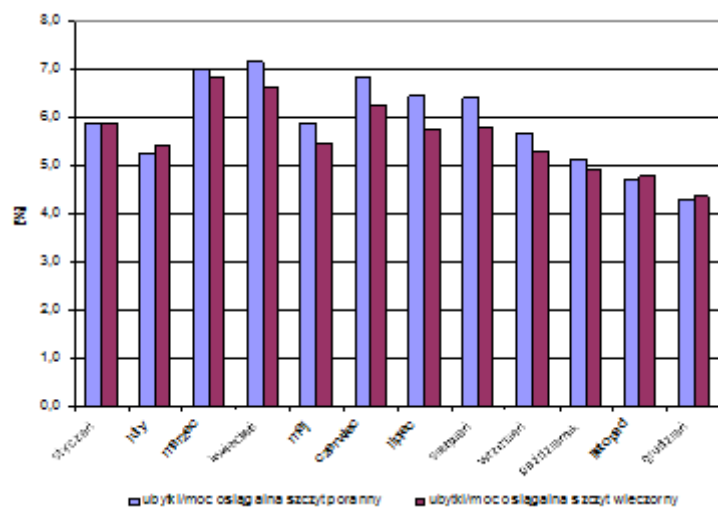


Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Ubytki mocy w szczycie porannym i wieczornym były do siebie zbliżone (największa różnica: 0,7% występowała w lipcu). Największe ubytki mocy w porównaniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w szczycie porannym w kwietniu 2013 r. i wyniosły 7,2% oraz w szczycie wieczornym w marcu 2013 r. – 6,8% (patrz rysunek 11).



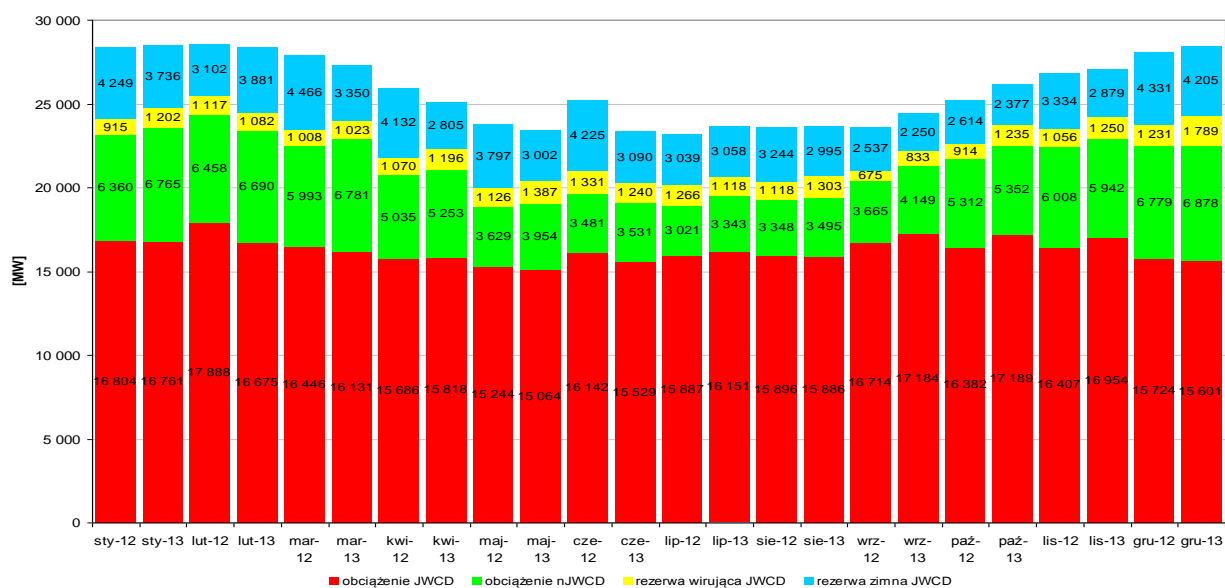
**Rysunek 11.** Ubytki mocy odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2013 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Na rysunku poniżej przedstawiono moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w latach 2012–2013, na podstawie których można stwierdzić, że średnie roczne obciążenie Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) zmniejszyło się bardzo nieznacznie w porównaniu do 2012 r., z kolei obciążenie nJWCD zwiększyło się w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 5,2%. 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 wzrósł z wartości 6,6% w 2012 r. do 7,6% w 2013 r., natomiast rezerwy zimnej zmalał z wartości 22,2% do 19,4%.

**Rysunek 12.** Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2013 r. w odniesieniu do 2012 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

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

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych. Podobnie jak w 2012 r., wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 38 GW, przy czym w 2013 r. nastąpił jej wzrost o ok. 1%. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w 2013 r. kształtowały się one na wystarczającym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Nieznacznie – ok. 0,3% – obniżyła się moc dyspozycyjna elektrowni krajowych (wyliczona na podstawie szczytów wieczornych z dni roboczych), niemniej należy mieć na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2013 r. było nieco niższe niż w 2012 r. (o ok. 4,2%), co wpływa istotnie na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Jednocześnie należy nadmienić, że ustawa – Prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW, obowiązek dotyczący raportowania Prezesowi URE o planach inwestycyjnych na kolejne 15 lat, a także aktualizacji tych planów co 3 lata. Również operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres 10 lat, aktualizowany w cyklach trzyletnich. Rozszerza to zatem zakres monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o horyzont długoterminowy.

Istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej mogą być dodatkowe działania związane m.in. z wprowadzeniem modyfikacji zasad wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy w celu stworzenia mechanizmu wspierającego utrzymywanie w systemie odpowiedniej nadwyżki mocy – odpowiednie rozwiązania zawarto w karcie aktualizacji IRiESP, która została opracowana przez PSE SA i zatwierdzona przez Prezesa URE pod koniec 2013 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 2010–2025

Budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew

Montaż TR 400/220 kV 500 MVA w SE Ołtarzew

Montaż TR 400/220 kV 500 MVA w SE Ołtarzew

Montaż TR 400/110 kV 330 MVA w SE Ołtarzew

Budowa linii 400 kV Narew – Łomża – Ostrołęka

Rozbudowa stacji 220/110kV Ostrołęka o rozdzielnię 400kV

Montaż TR 400/220 kV 500 MVA w SE Ostrołęka

Montaż TR 400/110 kV 450 MVA w SE Ostrołęka

Budowa 2-torowej linii 400 kV Ełk – Łomża

Rozbudowa stacji 220/110kV Ełk o rozdzielnię 400kV

Montaż TR 400/110 kV 330 MVA w SE Ełk

Budowa linii 400 kV Siedlce Ujrzanów – Miłosna

Budowa stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów – etap I

Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110kV Narew

Budowa linii 400 kV Płock – Olsztyn Mątki

Rozbudowa stacji 400/110 kV Olsztyn Mątki

Budowa stacji Łomża 400 kV

Budowa 2-torowej linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów z częściowym wykorzystaniem trasy istniejącej linii 220 kV Ostrołęka – Miłosna

Budowa stacji 400 kV lub 400/110 kV Stanisławów

Budowa 1-torowej linii 400 kV Kozienice – Siedlce Ujrzanów

Budowa linii Ełk – Granica RP

Instalacja przesuwników fazowych na linii Krajnik – Vierraden

Instalacja przesuwników fazowych na linii Mikułowa – Hagenwerder

Budowa linii w relacji Plewiska – granica RP kierunek Eisenhuettenstadt – prowadzenie prac przygotowawczych

Modernizacja i rozbudowa SE 400/220 kV Krajnik

Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Kozienice

Modernizacja i rozbudowa SE 400/220/110 kV Mikułowa

Rozbudowa stacji 400/110 kV Płock

Ponowne uruchomienie połączenia międzysystemowego 750 kV Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina)

Wykaz zadań inwestycyjnych służących budowie i rozbudowie połączeń transgranicznych zawarty jest w opracowanym w 2012 r. Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Sieci – TYNDP 2012.

### 3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE jest zobowiązany do gromadzenia danych dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach:

- 1) gazu ziemnego i energii elektrycznej, w tym energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,
  - 2) biopaliw ciekłych, o których mowa w ustawie o biopaliwach
- w zakresie określonym w pkt 2-4 załącznika do rozporządzenia Rady (EU, EURATOM) nr 617/2010 z 24 czerwca 2010 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej oraz uchylającego rozporządzenie (WE) nr 736/96<sup>20)</sup>.

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

Ponadto Prezes URE skierował 6 maja 2013 r. pismo do dziewiętnastu przedsiębiorstw energetycznych z prośbą o przekazanie informacji dotyczących istniejącej, planowanej i będącej w budowie infrastruktury energetycznej w zakresie jednostek wytwórczych w elektrowniach ciepłych, których moc zainstalowana (moc generatorów) jest większa lub równa 100 MW<sub>e</sub>.

Z informacji uzyskanych od przedsiębiorstw energetycznych posiadających jednostki wytwórcze w elektrowniach ciepłych, których moc zainstalowana jest większa lub równa 100 MW<sub>e</sub> wg stanu na 31 marca 2013 r. wynikało, że w budowie jest ponad 2 200 MW, a planowana infrastruktura energetyczna w latach 2013–2018 wynosiła ponad 2 500 MW. Natomiast instalacje, które zostaną wycofane z eksploatacji w latach 2013–2018 posiadają moc ok. 3 200 MW.

Zgromadzone przez Prezesa URE informacje, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne, zostały przekazane do Ministra Gospodarki, który jest organem odpowiedzialnym za przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji dotyczących infrastruktury energetycznej, o których mowa w rozporządzeniu 617/2010.

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 2011 r., a jego wyniki zostały szczegółowo opisane w Raporcie Krajowym 2012. Kolejne badanie zostanie przeprowadzone w 2014 r.

<sup>20)</sup> Dz. U. UE L 180/7 z 15.07.2010 r., zwane dalej „rozporządzeniem 617/2010”.

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

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

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

##### Wyznaczanie i certyfikacja operatorów systemów przesyłowych

W świetle regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne operatorów systemów gazowych wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

- 1) na wniosek właściciela sieci lub instalacji,
- 2) z urzędu w przypadkach gdy właściciel nie złożył wniosku o wyznaczenie operatora systemu lub gdy złożony przez właściciela wniosek został rozpatrzony negatywnie.

Ustawa – Prawo energetyczne stanowi, że na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego oraz że operator ten działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Jednocześnie, operatorem systemu przesyłowego może być właściciel sieci przesyłowej lub podmiot, z którym właściciel sieci przesyłowej zawarł umowę powierzającą temu podmiotowi pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem sieci lub instalacji będących jego własnością.

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

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

W związku z zakończeniem procesu implementacji przepisów dyrektywy 2009/73/WE do polskiego porządku prawnego, w ustawie – Prawo energetyczne wprowadzono procedurę certyfikacji operatorów systemów przesyłowych, w tym rozszerzoną procedurę certyfikacji operatora systemu przesyłowego dla podmiotów kontrolowanych przez podmiot z siedzibą w państwach trzecich. Zgodnie z przepisami, operatorem systemu przesyłowego może zostać wyznaczony podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu niezależności. Przed wydaniem certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, czy kandydat na operatora lub operator spełnia wymogi, które zapewnią, że będzie działał w pełni niezależnie. Jednocześnie ustawodawca przyjął rozwiązanie, zgodnie z którym decyzje o wyznaczeniu operatora systemu przesyłowego wydane przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej pozostają w mocy.

Do ustawy implementowano dwa systemy funkcjonowania operatorów systemów przesyłowych: system pełnego rozdziału właścicielskiego (*ownership unbundling* – OU) oraz system niezależnego operatora systemu (*independent system operator* – ISO). W systemie ISO system przesyłowy może pozostać własnością przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ale zarządzany ma być przez odrębne przedsiębiorstwo. Jednocześnie system ISO może mieć zastosowanie dla wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wyłącznie jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Natomiast w przypadku świadczenia usług przesyłania z wykorzystaniem gazociągu międzysystemowego stanowiącego nową infrastrukturę, tj. taką której budowa nie została ukończona do 4 sierpnia 2003 r. lub została rozpoczęta po tym dniu, przepisy przewidują procedurę zwolnienia z obowiązków spełniania kryteriów niezależności i wydania zgody na powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego.

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

Kwestie związane z postępowaniem mającym na celu udzielanie operatorom certyfikatu spełnienia kryteriów niezależności uregulowane zostały w art. 9h<sup>1</sup> i 9h<sup>2</sup> ustawy – Prawo energetyczne dodanymi ustawą nowelizującą. Jednocześnie, zgodnie z przepisem przejściowym zawartym w art. 14 ust. 1 tej ustawy, właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, o których mowa w art. 9h<sup>1</sup> ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązani są wystąpić z wnioskiem o wydanie certyfikatu niezależności, o którym mowa w art. 9h<sup>1</sup> ust. 1 tej ustawy, w terminie sześciu miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Ponadto przepisy stanowią, że decyzje o wyznaczeniu operatora systemu przesyłowego wydane przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej pozostają w mocy.

Do 31 grudnia 2013 r. do urzędu nie wpłynął żaden wniosek w sprawie przyznania certyfikatu niezależności operatora systemu przesyłowego gazowego.

## Rozdział operatorów systemu dystrybucyjnego

W zmienionej ustawie – Prawo energetyczne ustanowione zostały nowe zasady unbundlingu operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), mające na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności dystrybucyjnej od działalności związanych z wydobywaniem lub sprzedażą gazu ziemnego.

W świetle art. 9d ww. ustawy OSD gazowy, funkcjonujący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ma obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji. OSD powinien być w pełni niezależny od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych.

Ponadto ust. 1h powołanego przepisu stanowi, że operatorzy, o których mowa powyżej, nie mogą również 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. Jednocześnie przepisy nakładają na OSD obowiązek zamieszczenia w statucie lub w umowie spółki postanowień umożliwiających członkom zarządu podejmowanie niezależnych działań.

Do dnia wejścia w życie ustawy zmieniającej operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców i sprzedający w ciągu roku powyżej 100 mln m<sup>3</sup> paliw gazowych posiadali obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji. Ustawa zmieniająca rozszerzyła wyłączenia ustawowe spod obowiązku unbundlingu OSD. W świetle nowych uregulowań obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 000 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 m<sup>3</sup>, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 000 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.

Ustawa zmieniająca stanowi, że zapewnienie przez OSD spełnienia kryteriów niezależności, o których mowa w zmienionym art. 9d ustawy – Prawo energetyczne jest wymagane w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tj. do 11 marca 2014 r.

Niedostosowanie się do wymogów unbundlingu sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle art. 56 ust. 2 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2. 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 kary od ww. kary pieniężnej Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w wysokości nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

Na 31 grudnia 2013 r. działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych wykonywało 40 operatorów systemów, wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym jeden wydzielony prawnie.

Jeden z ww. OSD podlegający obowiązkowi unbundlingu OSD powstał w wyniku procesu konsolidacji segmentu dystrybucji w ramach GK PGNiG SA i funkcjonuje od 1 lipca 2013 r. na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w miejsce sześciu prawnie wydzielonych OSD.

## **Operator systemu magazynowania**

W zmienionej ustawie – Prawo energetyczne ustanowione zostały nowe zasady funkcjonowania operatorów systemów magazynowania (OSM) poprzez wprowadzenie wymogu rozdziału prawnego oraz funkcjonalnego OSM.

Ustawa zmieniająca stanowi, że zapewnienie OSM spełnienia kryteriów niezależności, o których mowa w zmienionym art. 9d ustawy – Prawo energetyczne jest wymagane w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tj. do 11 marca 2014 r.

W 2013 r. podmiotem, który realizował zadania przypisane OSM, była spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. Funkcje operatorskie były przez OSM realizowane przy wykorzystaniu instalacji magazynowych KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarów oraz PMG Brzeźnica.

## **Operator systemu skraplania gazu ziemnego**

Do 30 czerwca 2013 r. funkcjonowało dwóch operatorów systemów skraplania gazu ziemnego (OSGZ), którzy jednocześnie pełnili funkcje OSD. Natomiast w wyniku procesu konsolidacji od 1 lipca 2013 r. funkcje OSGZ pełnił jeden podmiot, który wykonywał działalność z wykorzystaniem instalacji skroplonego gazu ziemnego będąc równocześnie OSD.

## **Programy Zgodności**

Podstawa prawna przygotowywania przez operatorów Programów Zgodności, jak i wytyczne co do treści nadesłanych sprawozdań zostały opisane w rozdziale 3.1.1. Należy nadmienić, że dotychczasowy obowiązek ich opracowywania przez operatorów sieci przesyłowych został zniesiony, gdyż występujący u OSP unbundling własnościowy (OGP Gaz-System SA jest spółką nie wchodzącą w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, będącą w 100% własnością Skarbu Państwa) w praktyce okazał się wystarczający do zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Ustawodawca wprowadził jednak obowiązek opracowania Programu Zgodności dla operatorów systemu magazynowania, będących częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Obowiązki temu podlega zatem Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (dalej: „OSM Sp. z o.o.”), który jest spółką w 100% zależną od PGNiG SA. W 2013 r. OSM Sp. z o.o. opracował i wprowadził do stosowania Program Zgodności, który został w 2014 r. przedłożony Prezesowi URE do zatwierdzenia. Inspektor ds. zgodności w OSM Sp. z o.o. będzie zobowiązany do corocznego przedkładania Prezesowi URE sprawozdania z realizacji Programu Zgodności, począwszy od sprawozdania za 2014 r.

Obowiązek przedkładania do zatwierdzania Programu Zgodności oraz przesyłania sprawozdań z jego realizacji ciąży też na Polskiej Spółce Gazownictwa Sp. z o.o., która jest jedynym w Polsce dużym OSD. Z przedstawionego przez tego OSD sprawozdania wynika, że w 2013 r. stwierdzono jeden przypadek naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego. W wyniku przeprowadzonego postępowania administracyjnego Prezes URE uznał, że OSD naruszył Program Zgodności, jednak ze względu na fakt, że naruszenie było nieumyślne oraz charakteryzowało się znikomym stopniem szkodliwości popełnionego czynu, odstąpił od wymierzenia OSD kary pieniężnej.

Poza ww. przypadkiem w 2013 r. nie doszło do innych naruszeń, jak również nie zgłoszono żadnych uwag, skarg i wniosków dotyczących Programu Zgodności.

### **4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu**

#### **Zasady bilansowania systemu**

Na rynku gazu ziemnego zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami są opracowywane zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne przez OSP i OSD i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci (IRiESP).

Mając na uwadze zaawansowane prace nad projektem kodeksu sieci ws. bilansowania systemów przesyłowych (NC BAL) rozpoczęto prace nad wdrożeniem do krajowego systemu rozwiązań, które umożliwią zastosowanie przez OSP rynkowych mechanizmów bilansowania.

### Zmiana przepisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

Od początku 2013 r. w zakresie bilansowania zostały wdrożone istotne zmiany do IRiESP. Wprowadzono wirtualne punkty obrotu, które umożliwiają również zawieranie transakcji na rynku bilansującym. Przewidziane zostało wprowadzenie platformy rynku bilansującego, na której uczestnicy rynku mogą składać oferty na usługi systemowe potrzebne OGP Gaz-System SA w celu bilansowania systemu. W ramach rynku bilansującego odbiór paliwa gazowego może odbywać się zarówno w punkcie wirtualnym, jak i w określonym punkcie fizycznym („produkt lokalizowany”). Do końca 2013 r. trwały prace nad wdrożeniem platformy rynku usług bilansujących. Platforma ta została uruchomiona na początku 2014 r.

Wśród zasad ogólnych charakteryzujących sposób bilansowania polskiego systemu gazowego należy wskazać, że bilans ustalany jest dla każdej doby, zaś rozliczenie niezbilansowania następuje po każdej dobie gazowej. Dobowy limit niezbilansowania ustalony jest na poziomie 5%. Obszary bilansowania obejmują również sieć dystrybucyjną.

### Standardy bezpieczeństwa i niezawodności dostaw, standardy jakościowe (obsługi odbiorców i parametrów gazu)

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 wykonania Planów rozwoju, w tym monitorowania realizacji inwestycji, których celem było zapewnienie ciągłości świadczenia usług przesyłowych i dystrybucyjnych z zachowaniem wymaganego stopnia bezpieczeństwa i niezawodności, a także stworzenia warunków dla rozwoju rynku. Kryteria istotne dla bezpieczeństwa dostaw brane pod uwagę przy analizie zadań inwestycyjnych, dotyczą:

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

Monitoring odbywa się w oparciu o coroczne sprawozdania z realizacji planów rozwoju 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 gazowego<sup>21)</sup>. Zgodnie z rozporządzeniem paliwa gazowe dostarczane przez przedsiębiorstwa gazownicze powinny spełniać odpowiednie parametry jakościowe. Jednocześnie rozporządzenie nakłada na OSP i OSD obowiązek przeprowadzania badań poszczególnych parametrów jakościowych.

Kontrolowanie jakości paliw gazowych odbywa się na wniosek odbiorcy. Ponadto w razie zastrzeżeń dotyczących jakości 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 zgodności<sup>22)</sup>. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości, przedsiębiorstwo energetyczne pokrywa koszty badań, a także na własny koszt dokonuje korekty za dostarczone paliwo gazowe na zasadach i terminach określonych w taryfie.

W dotychczasowej praktyce zastrzeżenia pochodziły głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych, a interwencja Prezesa URE polegała przede wszystkim na wezwaniu OSP i OSD 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 naukowe. Regulator nie posiada bowiem 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 ww. rozporządzeniu odbiorcy przysługują bonifikaty, sposób ustalenia których określa taryfa. W taryfie ustalone są ponadto bonifikaty w opłatach za dostawę gazu z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Opłaty te wynikają bezpośrednio z ww. rozporządzenia i naliczane są na podstawie taryfy. Kontrola w zakresie standardów bezpieczeństwa i niezawodności dostaw oraz standardów jakościowych odbywała się także poprzez raportowanie operatora systemu przesyłowego na temat przychodów i kosztów wynikających z IRIESP. Stosowne informacje o opłatach i bonifikatach naliczonych przez OSP na podstawie II cz. IRIESP przekazywane są Prezesowi URE w odstępach kwartalnych. Informacje te pozwalają na identyfikację i ocenę przypadków niedotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych oraz wprowadzanych ograniczeń dostaw z przyczyn leżących po stronie OSP.

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

## 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 13.** Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu na sieci przesyłowej w 2013 r.

	Liczba	Przerwy i ograniczenia			ilość niedostarczonego paliwa [mln m <sup>3</sup> ]
		czas trwania [min]	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas [min./odb]	
Awarie	45	14 285	2	7 142,5	0,149
Prowadzone prace planowe	139	1 127 728	b.d.	8 113,0	269,800
Ograniczenia	1	15 060	1	15 060,0	4,016

Źródło: URE.

<sup>21)</sup> Dz. U. Nr 133, poz. 891, z późn. zm.

<sup>22)</sup> Dz. U. Nr 204, poz. 2087, z późn. zm.

Porównując przedstawione powyżej dane z danymi z wcześniejszych okresów należy zauważyć, że liczba odnotowanych awarii na sieci przesyłowej utrzymuje się na poziomie zbliżonym do roku poprzedniego. Należy również odnotować istotny spadek ograniczeń w dostawach gazu. W 2013 r. odnotowano jeden przypadek ograniczenia handlowego w dostawach gazu, który dotyczył przedsiębiorstwa PKN Orlen SA i który trwał od 19 stycznia 2013 r. do 30 stycznia 2013 r. Ponadto prowadzone przez OSP prace inwestycyjne w niewielkim stopniu przełożyły się na zmniejszenie liczby awarii, co może wynikać z zakresu prac nad nowymi projektami. Niemniej jednak, obecna sytuacja wymaga poprawy, a prace dotyczące utrzymania istniejącej sieci w należyłym stanie technicznym będą wymagały zwy-  
miarowania.

Stan rozwoju sieci przesyłowej przekłada się również na problemy z zapewnieniem dostaw do odbiorców ubiegających się o przyłączenie do sieci dystrybucyjnych, w okresie zwiększonego popytu na gaz. Wymusza to zawieranie tzw. umów przerywanych oraz udzielanie odmów przyłączenia do sieci z powodów technicznych. O potrzebach inwestycyjnych w obszarze sieci świadczą również dane w zakresie średniego czasu przerw w dostawach gazu w przeliczeniu na odbiorcę przyłączonego do sieci przesyłowej, który w 2013 r. wynosił 7 142,5 min./odb (patrz tabela 13). Czas ten był zdecydowanie dłuższy niż w roku 2012.

**Tabela 14.** Przerwy w dostawach paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w 2013 r.

Rok	Przerwy					
	awarie			prowadzone prace planowe		
	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

Źródło: URE.

W 2013 r. Prezes URE monitorował czas potrzebny przedsiębiorstwom do realizacji przyłączeń do sieci gazowej. Informacje o realizacji w 2013 r. przyłączeń do sieci gazowej OGP Gaz-System SA oraz operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy podlegali obowiązkowi prawnego wydzielenia przedstawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 15.** Informacje o realizacji przyłączeń do sieci gazowej w 2013 r.

	Liczba przyłączeń do sieci zrealizowanych w 2013 r.	Liczba przyłączeń do sieci nie zrealizowanych w 2013 r.	Liczba przyłączeń o przekroczonym czasie realizacji	Standardowy czas realizacji przyłączenia do sieci gazowej
OGP Gaz-System SA	10	4	–	33 miesiące – dla odbiorców końcowych gr. A
Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych*	40 320	4 685	6 639	22 miesiące – dla odbiorców gr. C w zakresie przesyłu i dystrybucji 5-9 miesięcy

\* Operatorzy systemów dystrybucyjnych objęci obowiązkiem prawnego wydzielenia.

Źródło: URE.

Przedstawione w tabeli informacje wskazują na wysoką liczbę przyłączy do sieci gazowej zrealizowanych przez OSD oraz OSP w 2013 r. Jednocześnie liczba przyłączy w zakresie sieci dystrybucyjnej, co do których odnotowano przekroczenie czasu realizacji nie przekracza 17%. Istotny jest również czas realizacji przyłączenia do sieci, który dla odbiorców przyłączanych do sieci dystrybucyjnej wynosił od 5 do 9 miesięcy. Czas ten uzależniony był od zakresu technicznego wymaganego dla realizacji przyłączenia, w celu doprowadzenia paliwa gazowego do obiektu przyłączanego. Z powyższego wynika, że czas realizacji jest zdecydowanie krótszy w przypadku zadań obejmujących budowę samego przyłącza gazowego, natomiast wydłuża się jeżeli prace związane są z budową gazociągu i przyłącza, bądź przyłącza wraz ze stacją gazową. Może to świadczyć o czasochłonności pozyskiwania zgód i pozwoleń wymaganych w trakcie budowy sieci. Zgromadzone dane potwierdzają zasadność działań legislacyjnych nakierowanych na upraszczanie procesu inwestycyjnego.

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.:

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

Realizacja zadań nałożonych na Regulatora odbywała się ponadto poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa z obligatoryjnego obowiązku powiadamiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej. 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 2013 r. do URE wpłynęły zawiadomienia przedsiębiorstw gazowniczych informujące o wydaniu 6 322 odmów przyłączenia do sieci gazowej. Przypadki takie są przedmiotem monitorowania ze strony Regulatora. Szczegółowe dane w tym zakresie przedstawione są w tabeli 16.

**Tabela 16.** Liczba odmów przyłączenia do sieci gazowej

Nazwa przedsiębiorstwa	Liczba odmów w 2013 r.
OGP Gaz-System SA	5
Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych GK PGNiG SA	4 006
Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych nie objęci obowiązkiem prawnego wydzielenia	44
<b>RAZEM</b>	<b>4 055</b>

Źródło: URE.

Przedstawione w powyższej tabeli informacje wskazują na relatywnie niewielką liczbę odmów przyłączenia do sieci przesyłowej przy przeważającej liczbie odmów przyłączenia do sieci dystrybucyjnej. Związane jest to z odmiennymi warunkami technicznymi, w tym lokalizacją podmiotu wnoszącego (znacznym oddaleniem od sieci lub nieujęciem danego obszaru w planie rozwoju) oraz ze znacznie większą liczbą odbiorców wnoszących o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej niż przesyłowej. W ramach monitorowania przedsiębiorstw odnośnie wywiązywania się z obowiązku powiadamiania Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej, jako główne przyczyny odmów przedsiębiorstwa wskazywały: brak warunków ekonomicznych (ponad 70%) oraz brak warunków technicznych (blisko 30%). Ponadto 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 przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego w Polsce oraz wpłynąć na optymalizację ich pracy i zwiększenie przepustowości, w tym przesyłanie gazu w nowych kierunkach.

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

W 2013 r., podmiotem realizującym obowiązki przypisane dla OSM była spółka Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. W 2013 r. Prezes URE zrealizował monitoring świadczonych przez nią usług, z którego wynika iż spółka prawidłowo wywiązywała się z przypisanych ustawowo zadań.

W oparciu o ww. monitoring można stwierdzić, że OSM świadczył usługi magazynowania zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami prawa oraz procedurami zawartymi w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania (RŚUM). W celu realizacji usług eksploatowane były instalacje magazynowe KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarów oraz PMG Brzeźnica. Łączny stan magazynów na koniec 2013 r. wyniósł 2 090,99 mln m<sup>3</sup>. Na koniec sezonu zatłaczania, poziom napełnienia magazynów wynosił 99,5%.

OSM realizował zasadę TPA udostępniając pojemności magazynowe podmiotom trzecim w ramach umów długoterminowych (371,5 mln m<sup>3</sup>, w tym 256,5 mln m<sup>3</sup> na warunkach ciągłych i 115 mln m<sup>3</sup> na warunkach przerywanych) oraz krótkoterminowych (21,5 mln m<sup>3</sup>, wyłącznie na warunkach przerywanych). Usługi te były oferowane w formie pakietów, pakietów elastycznych oraz usługi rozdzielonej. W 2013 r. podejmowane były inwestycje mające na celu stworzenie nowych pojemności magazynowych. Budowany jest nowy magazyn KPMG Kosakowo, a cztery magazyny gazu są w trakcie procesu rozbudowy.

Zgodnie z zasadą TPA rozdysponowanych zostało 786 pakietów. W 2013 r. wnioskodawcy złożyli łącznie osiem wniosków o zawarcie umów o świadczenie usług magazynowania, w tym jeden przez gazowego OSP. Wszystkie wnioski rozpatrzono pozytywnie. Nie stwierdzono jakiegokolwiek zdolności magazynowej, która byłaby zwolniona z dostępu stron trzecich.

OSM realizował działania w zakresie przeciwdziałania akumulacji rezerw zdolności magazynowych. Poprzez ocenę wykorzystywania zamówionych zdolności magazynowych, udostępniano niewykorzystane nominalne moce odbioru i nominalne moce zatłaczania w ramach dobowej usługi zatłaczania. Ponadto umożliwiono realizację obrotu wtórnego zdolnościami magazynowymi, przy czym w 2013 r. nie wpłynął do OSM jakiegokolwiek wniosek zbycia na rynku wtórnym zamówionych zdolności magazynowych. Ponadto w 2013 r. jeden ze Zlecających Usługę Magazynowania zrezygnował z zakupionych zdolności magazynowych na potrzeby utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych. OSM przeprowadził procedurę udostępnienia tych zdolności w celu tworzenia zapasu obowiązkowego, jednak na skutek braku zainteresowania rynku zdolności te zostały udostępnione i rozdysponowane w ramach standardowych procedur.

Obowiązki informacyjne są wykonywane przez OSM zgodnie z art. 19 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<sup>23</sup>). Do publicznej wiadomości podawane są dane obejmujące w szczególności informacje o oferowanych usługach i stosowanych warunkach zawieranych umów, jak również wiadomości dotyczące bieżącej i planowanej pracy Podziemnych Magazynów Gazu (w tym stan napełnienia na początek i koniec doby magazynowej, dobowe ilości zatłoczonego oraz odebranego paliwa gazowego, niezakontraktowane zdolności magazynowe, planowane i nieplanowane przestoje oraz dostępne niewykorzystywane moce w ramach usługi dobowej), a także informacje o procedurach udostępniania nowych zdolności magazynowych.

## **Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających**

W 2013 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 weryfikację planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych, przedkładanych do zatwierdzenia przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz połączonych.

---

<sup>23</sup>) Dz. U. UE L 09.211.36, zwane dalej „rozporządzeniem 715/2009”.

## Ograniczenia w poborze gazu ziemnego

Zgodnie z ustawą 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<sup>24)</sup>, 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) i art. 52 (uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego) ustawy o zapasach 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 ziemnego<sup>25)</sup>, 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 m<sup>3</sup>/h i ujęci w planach wprowadzania ograniczeń. Ograniczenia wynikające z ww. planów nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

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,

<sup>24)</sup> Dz. U. z 2012 r. poz. 1190, z późn. zm., zwana dalej „ustawą o zapasach”.

<sup>25)</sup> Dz. U. Nr 178, poz. 1252.

- dysponuje pełną mocą i pojemnością instalacji magazynowania gazu ziemnego oraz skraplania gazu ziemnego przyłączonych do systemu gazowego oraz uruchamia zapasy obowiązkowe gazu ziemnego.

W ramach zatwierdzania planów ograniczeń na sezon 2013/2014. Prezes URE wydał w 2013 r. 33 decyzje ws. zatwierdzenia planu wprowadzania ograniczeń, przy czym plany ograniczeń o zasadniczym znaczeniu dla funkcjonowania systemu gazowego, tj. plan opracowany przez operatora systemu przesyłowego gazowego OGP Gaz-System SA został zatwierdzony decyzją z 5 grudnia 2013 r., a plan wprowadzania ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o. (podmiot powstały z połączenia sześciu spółek dystrybucyjnych z grupy PGNiG SA) – decyzją z 27 listopada 2013 r. Pozostałe decyzje dotyczą planów ograniczeń opracowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych prowadzących działalność w znacznie mniejszej skali.

W 2013 r. ograniczenia w poborze gazu ziemnego nie zostały wprowadzone do stosowania.

### Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego

Na mocy postanowień ustawy o zapasach Prezes URE, w drodze decyzji, weryfikuje bądź ustala zapasy obowiązkowe importowanego gazu ziemnego, w ilościach odpowiadających w okresie od 1 października 2013 r. do 30 września 2014 r. – co najmniej 30-tu dniom średniego dziennego przywozu tego gazu realizowanego przez przedsiębiorstwo wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom. 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.

Weryfikacja wskazanych zapasów 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 2013 r. prowadzonych było dwanaście postępowań o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, trzy z nich zostały wszczęte na wniosek strony, w dziewięciu przypadkach Prezes URE wszczął postępowanie z urzędu. Spośród prowadzonych postępowań, dwa zakończyły się wydaniem decyzji w sprawie weryfikacji zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ustalonych przez przedsiębiorstwo, w trzech przypadkach Prezes URE wydał decyzje o ustaleniu zapasów obowiązkowych, jedno postępowanie zostało umorzone.

### 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 gazowymi (rozporządzenie taryfowe). Wskazane rozporządzenie dostosowało prawo krajowe w zakresie kształtowania i kalkulacji taryf dla usług przesyłania i magazynowa-

nia do postanowień rozporządzenia 715/2009. Na kształt taryf dla ww. usług zatwierdzonych w 2013 r. rozporządzenie taryfowe nie miało jednak większego wpływu z tego względu, że zasady kształtowania tych taryf począwszy od 2010 r. oparte były o postanowienia rozporządzenia 715/2009, które – na mocy art. 288 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej<sup>26)</sup> – ma zastosowanie do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących wyżej wskazane działalności w państwach członkowskich.

W taryfach za świadczone usługi przesyłania, które zatwierdzone zostały w 2013 r. stawki opłat przesyłowych ustalone zostały jako stawki typu wejście – wyjście (powszechnie zwane „stawkami entry – exit”). Ponadto w taryfach tych zamieszczone zostały zasady ustalania opłat za usługi świadczone w ramach umów krótkoterminowych (w tym umów jednodniowych), warunki świadczenia i zasady ustalania opłat dla usług przesyłania na zasadach przerywanych oraz zasady ustalania opłat za usługi zwrotnego przesyłania gazu. W taryfie operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA dodatkowo określone zostały zasady rozliczeń w okresie rozruchu technologicznego.

Generalne zasady kalkulacji taryf za świadczenie usług przesyłania paliw gazowych (sieciami OGP Gaz-System SA oraz EuRoPol Gaz SA) w roku 2013, w stosunku do roku 2012, nie uległy zmianie. Zatem stawki opłat przesyłowych skalkulowane zostały na podstawie planowanych, uzasadnionych kosztów własnych oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału, którego zasady kalkulacji – co prawda nie wynikały już (jak w roku 2012) z postanowień rozporządzenia taryfowego – ale przez Prezesa URE przyjęte zostały do stosowania bez zmian.

Kalkulacja stawek przesyłowych oparta została o identyczną jak w 2012 r. strukturę podziału kosztów na punkty wejścia i wyjścia oraz redukcję stawek do/z magazynów, w stosunku do stawek za wejście do i wyjście z sieci przesyłowej innych niż magazyny. Udział opłat stałych za świadczone usługi przesyłania w łącznych opłatach za te usługi wzrósł o kolejne 5% w stosunku do taryfy zatwierdzonej w 2012 r. i wynosi obecnie 85%.

Stawki stałe na wejściu i wyjściu do/z systemu przesyłowego oraz wejściu i wyjściu do/z podziemnych magazynów gazu wzrosły; obniżeniu uległy stawki zmienne, które obowiązują jedynie na wyjściu z systemu przesyłowego innym niż podziemne magazyny gazu.

Obniżeniu uległy współczynniki korygujące stałą stawkę przesyłową dla umów krótkoterminowych miesięcznych i kwartalnych, realizowanych w pierwszym i trzecim kwartale roku kalendarzowego. OGP Gaz-System SA zrezygnował ze świadczenia usług przesyłowych w kontraktach półrocznych.

Zgodnie z przepisami rozporządzenia taryfowego zmienione zostały zasady rozliczania usług przesyłowych świadczonych na warunkach przerywanych. Obecnie opłata za te usługi uzależniona jest od rzeczywistego czasu świadczenia usług w okresie rozliczeniowym.

Zgodnie z przepisami rozporządzenia taryfowego zmieniła się podstawa kalkulacji stawek opłat za świadczone usługi magazynowania. Oprócz kosztów związanych z eksploatacją magazynów podstawą kalkulacji taryfy za świadczenie usług magazynowania są również koszty zakupu od OGP Gaz-System SA przepustowości na wejściu do i wyjściu z magazynów, które poprzednio uwzględniane były w tzw. stawkach sieciowych (za transport), ustalanych przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem paliwami gazowymi i świadczące usługę kompleksową. Taryfa za świadczenie wskazanych usług umożliwiała rozliczenie usług ciągłych i przerywanych, długoterminowych i krótkoterminowych (miesięcznych, tygodniowych i dobowych), świadczonych w formie pakietów (w tym pakietu elastycznego) i rozdzielnie.

W 2013 r. taryfa OSM nie uległa zmianie. Obowiązywała taryfa zatwierdzona w 2012 r.

Rozporządzenie taryfowe zmieniło także zasady kalkulacji taryf za świadczenie usług dystrybucji. W myśl jego postanowień stawki te pokrywają wszystkie koszty związane z dostarczeniem gazu do odbiorcy, a więc również koszty transportu gazu gazociągami przesyłowymi (a konkretnie koszty zakupu przepustowości na wyjściu z systemu przesyłowego należącego do OGP Gaz-System SA). Taki system zapewnia niezmienną wysokość opłat za transport gazu do odbiorcy niezależnie od tego od jakiego sprzedawcy dokonywany jest jego zakup, co powinno stanowić ułatwienie w procesie zmiany sprzedawcy. W taryfach spółek dystrybucyjnych system ten został wprowadzony już w 2012 r. w związku z postanowieniami zatwierdzonej w lipcu 2012 r. IRiESP OGP Gaz-System SA, która przewidywała zawieranie z każdym z operatorów systemu dystrybucyjnego umów międzyoperatorskich, których przedmiotem było nabycie przepustowości w punktach wyjścia z sieci przesyłowej, będących punktami wejścia do sieci dystrybucyjnych. W 2013 r. system ten doczekał się szczegółowych regulacji na gruncie prawa.

Z dniem 1 lipca 2013 r. nastąpiła konsolidacja spółek dystrybucyjnych z GK PGNiG SA (do sieci których przyłączonych było łącznie 6 272,1 tys. odbiorców). W miejsce dotychczasowych sześciu spółek gazownictwa tj. Górnośląskiej, Dolnośląskiej, Karpackiej, Mazowieckiej, Pomorskiej i Wielkopolskiej

<sup>26)</sup> Dz. Urz. UE C 115/47 z 09.05.2008 r., dalej: TFUE.

powstał jeden podmiot pod nazwą Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (PSG), który dystrybuuje gaz do odbiorców. Ze względu na połączenie dotychczas odrębnych przedsiębiorstw nie było możliwe kontynuowanie Modelu Regulacji Spółek Gazownictwa zapoczątkowanego w 2011 r. W Taryfie PSG, zatwierdzonej 17 grudnia 2013 r., zostało utrzymane obszarowe zróżnicowanie stawek dystrybucyjnych a podstawą kalkulacji tych stawek były koszty własne ustalone na poziomie niezmiennym w stosunku do ostatnich taryf wymienionych wyżej Spółek.

W postępowaniu o zatwierdzanie taryf Prezes URE szczegółowo analizuje koszty, które stanowią podstawą kalkulacji stawek opłat przestrzegając, aby nie występowało subsydiowanie skróśne między działalnością koncesjonowaną i niekoncesjonowaną oraz pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych.

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.

Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa gazownicze i zatwierdzone przez Prezesa URE publikowane są w Biuletynie Branżowym URE w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia. Przedsiębiorstwa gazownicze wprowadzają ww. taryfy do stosowania w terminie nie krótszym niż 14 dni i nie dłuższym niż 45 dni 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 zostało 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.

#### **4.1.4. Kwestie transgraniczne**

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

Do zakresu działania Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym.

W 2013 r. Prezes URE monitorował współpracę operatora systemu przesyłowego OGP Gaz-System SA z operatorami systemów przesyłowych krajów ościennych. Odbывała się ona na podstawie zawartych porozumień międzyoperatorskich, tj. z białoruskim OAO Biełtransgaz, ukraińskim Ukrtransgaz NAK Naftogaz, niemieckim Ontras-VNG Gastransport GmbH i operatorem czeskim NET4GAS.

Jednocześnie zapewniono procedury monitorowania alokacji zdolności przesyłowej na wszystkich połączeniach, także wschodnich. Szczegółowe dane dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych OGP Gaz-System SA przedstawia tabela 17.



**Tabela 17.** Zdolności przesyłowe na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego, zarządzanego przez OGP Gaz-System SA

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Rodzaj składanych nominacji	Jednostka	Całkowita zdolność przesyłowa ciągła*	Całkowita zdolność przesyłowa przerywana	Zarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Zarezerwowane zdolności przesyłowe przerywane	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe ciągłe	Niezarezerwowane zdolności przesyłowe przerywane	Przesył zrealizowany
ONTRAS	Niemcy	Lasów rewers	Niemcy	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	-	1 380,46	-	0,00	-	1 380,46	1,461
					GWh	-	14 642,54	-	0,00	-	14 642,54	15,50
ONTRAS	Niemcy	Lasów	Polska	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	1 509,58	1 509,58	1 552,75	20,37	0,00	1 509,58	1 095,60
					GWh	16 012,12	16 012,12	16 470,02	216,06	0,00	16 012,12	11 621,03
ONTRAS	Niemcy	Gubin (we)	Polska	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	17,52	17,52	17,52	0,00	0,00	17,52	4,50
					GWh	185,83	185,83	185,83	0,00	0,00	185,83	47,73
ONTRAS	Niemcy	Kamminke	Niemcy	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	131,40	131,40	0,00	0,00	131,40	131,40	0,00
					GWh	1 393,76	1 393,76	0,00	0,00	1 393,76	1 393,76	0,00
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers	Czechy	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	-	587,17	-	0,00	-	587,17	0,002
					GWh	-	6 228,11	-	0,00	-	6 228,11	0,021
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	589,40	587,17	587,17	381,32	2,23	587,17	564,20
					GWh	6 251,77	6 228,11	6 228,11	4 044,66	23,654	6 228,11	5 984,47
Severomoravské plynárenské	Czechy	Branice Czechy	Polska	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	1,40	1,40	0,81	0,60	0,59	1,40	0,20
					GWh	14,85	14,85	8,59	6,36	6,26	14,85	2,12
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowice	Polska	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	4 375,20	5 689,20	4 328,20	1 034,60	47,00	5 689,20	3 646,00
					GWh	46 407,75	60 345,34	45 909,22	10 974	498,529	60 345,34	38 673,12
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	236,52	236,52	236,52	0,00	0,00	236,52	86,30
					GWh	2 508,77	2 508,77	2 508,77	0,00	0,00	2 508,77	915,38
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	5 475,00	5 475,00	3 255,09	1 660,38	2 219,91	5 475,00	2 776,40
					GWh	58 073,33	58 073,33	34 526,74	17 611,65	23 546,59	58 073,33	29 449,27
OGP Gaz-System SA	Polska	Wrocławek	Polska	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	3 040,80	3 040,80	1 740,68	2 693,00	1 300,12	3 040,80	2 506,40
					GWh	32 253,77	32 253,77	18 463,39	28 564,65	13 790,37	32 253,77	26 585,38
OGP Gaz-System SA	Polska	Lwówek	Polska	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	2 283,18	2 283,18	1 208,24	1 668,30	1 074,94	2 283,18	1 606,40
					GWh	24 217,69	24 217,69	12 815,80	17 695,66	11 401,89	24 217,69	17 039,09
Ukratransgaz	Ukraina	Hermanowice	Ukraina	godzina	mln m <sup>3</sup> /rok	-	1 462,92	-	1 145,44	-	1 462,92	918,12
					GWh	-	15 517,19	-	12 149,68	-	15 517,19	9 738,50

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

Źródło: OGP Gaz-System SA.

W 2013 r. OSP kontynuował podjęty w 2012 r. przy współpracy z GASCADE projekt dotyczący realizacji rewersu fizycznego w punkcie Mallnow na gazociągu Jamał-Europa. Inwestycja ta pozwoliła na zwiększenie poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski oraz elastyczności systemu bezpieczeństwa w przypadku realizacji scenariuszy kryzysowych. Inwestycja została zakończona w I kwartale 2014 r. Aukcja przepustowości odbyła się 24 lutego 2014 r.

W dniach 3 i 4 czerwca 2013 r. operatorzy systemów przesyłowych Polski i Niemiec, spółki OGP Gaz-System SA i ONTRAS – VNG Gastransport GmbH, po raz pierwszy zaoferowali produkt przepustowości powiązanej w międzysystemowym punkcie Lasów. Przepustowość powiązana, w ilości 57 980 kWh/h (5 200 nm<sup>3</sup>/h), oferowana była w trzech aukcjach projektu pilotażowego na platformie aukcyjnej PRISMA dla trzech pierwszych kwartałów roku 2014. W rezultacie wszystkich trzech aukcji została zaalokowana następująca przepustowość: Kwartał II roku gazowego 2013/2014 [styczeń 2014 – marzec 2014], przepustowość objęta aukcją: 57 980 kWh/h (5 200 nm<sup>3</sup>/h): przydzielona przepustowość: 57 000 kWh/h, dostępna przepustowość: 980 kWh/h; Kwartał III roku gazowego 2013/2014 [kwiecień 2014 – czerwiec 2014], przepustowość objęta aukcją: 57 980 kWh/h (5 200 nm<sup>3</sup>/h): przydzielona przepustowość: 20 100 kWh/h, dostępna przepustowość: 37 880 kWh/h; Kwartał IV roku gazowego 2013/2014 [lipiec 2014 – wrzesień 2014], przepustowość objęta aukcją: 57 980 kWh/h (5 200 nm<sup>3</sup>/h): przydzielona przepustowość: 21 115 kWh/h, dostępna przepustowość: 36 865 kWh/h.

Zgodnie z Załącznikiem nr I do rozporządzenia 715/2009, od 1 października 2013 r. na punktach połączeń międzysystemowych stosowane są przez OGP Gaz-System SA procedury zarządzania ograniczeniami kontraktowymi. Procedury te zostały zawarte w IRIESP i zatwierdzone przez Prezesa URE decyzją nr DRR-4322/5(9)/2013/JBu. Po przeprowadzeniu uzgodnień z użytkownikami systemu, postanowiono wprowadzić do IRIESP mechanizm nadbusbkrypcji i wykupu. Prezes URE nałożył na polskiego operatora systemu przesyłowego w terminie do czerwca 2014 r. obowiązek podjęcia czynności w celu uzgodnienia z odpowiednimi operatorami współpracującymi procedury ustalania ilości przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji, tak aby przepustowość oferowana w ramach mechanizmu nadsubskrypcji była oferowana wspólnie jako przepustowość powiązana.

W 2013 r. Prezes URE monitorował również zasady zarządzania i rozdziału przepustowości realizowane na znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej odcinku gazociągu Jamał-Europa

Zachodnia. W poniższej tabeli przedstawiono zdolności przesyłowe oraz przesył na zasadach rewersu na tym odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

**Tabela 18.** Zdolności przesyłowe na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia w 2013 r.

Całkowita zdolność przesyłowa w punkcie wejścia do systemu na granicy biał. – pol. [mln m <sup>3</sup> /godz.]	Całkowita zdolność przesyłowa w punkcie wyjścia z systemu na granicy pol.-niem. [mln m <sup>3</sup> /godz.]	Całkowita zdolność przesyłowa w punktach wyjścia do systemu OGP Gaz-System SA [mln m <sup>3</sup> /godz.]	Niezarezerwowana zdolność przesyłowa w punkcie wejścia do systemu [mln m <sup>3</sup> /godz.]
3,850	3,500	0,619	0,014
<b>Zdolności przesyłowe [mld m<sup>3</sup>/rok] ( roczna = dobową x 365 x 0,91)</b>			
Zarezerwowane w punkcie wejścia do systemu	Zarezerwowane dla tranzytu	Zarezerwowane na potrzeby krajowe	Niezarezerwowane
30,583	27,900	2,682	0,111
<b>Przesył na zasadach rewersu</b>			
Liczba podmiotów, na rzecz których OSP świadczył w 2013 r. usługi przesyłu na zasadach rewersu		Ilość przesłanego gazu	
13		1 906 908 196 m <sup>3</sup>	

Źródło: OGP Gaz-System SA.

## Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

W okresie od 1 lipca 2012 r. do 30 czerwca 2013 r. trwało polskie przewodnictwo w Grupie Wyszehradzkiej (V4). W trakcie polskiego przewodnictwa, 16 czerwca 2013 r. przez Premierów państw członkowskich została zaakceptowana Mapa Drogowa w kierunku wspólnego regionalnego rynku gazu V4. Głównymi założeniami Mapy Drogowej są rozwój infrastruktury i połączeń między krajami V4, współpraca w zakresie fizycznej integracji rynku w regionie oraz w zakresie wdrażania kodeksów sieciowych UE poprzez zacieśnienie współpracy pomiędzy regulatorami i operatorami systemów przesyłowych w regionie. W dokumencie tym ustanowiono Forum V4 na rzecz integracji rynku gazu, które powinno zapewnić polityczne wsparcie dla tego procesu i koordynację działań między ministerstwami, krajowymi organami regulacyjnymi i operatorami sieci przesyłowych oraz zająć się harmonizacją prawodawstwa w celu ułatwienia wspólnego wdrażania stosownych kodeksów sieci i usprawnianiem współpracy dotyczącej możliwości wdrożenia ostatecznej koncepcji rynku dla regionu V4. W styczniu 2014 r. w Budapeszcie odbyły się warsztaty dotyczące wspólnego wdrażania kodeksów sieciowych w Grupie Wyszehradzkiej, w trakcie których założenia Mapy Drogowej ewaluowały i regulatorzy postanowili w ramach prac V4 skupić się przede wszystkim na jednolitej implementacji kodeksów sieciowych UE oraz próbą stworzenia jednolitych wymogów koncesyjnych, tak aby umożliwić wzajemne honorowanie koncesji.

Mając na uwadze przebieg współpracy regulatorów w ramach projektu, 6 listopada 2013 r. w Budapeszcie podpisana została deklaracja współpracy pomiędzy organami regulacyjnymi państw V4 oraz powołane zostało stałe Forum Regulatorów V4. Forum Regulatorów V4 stanowić będzie platformę wymiany doświadczeń, wiedzy i dobrych praktyk pomiędzy regulatorami, a także służyć będzie współpracy w rozwiązywaniu problemów zarówno poszczególnych państw Grupy Wyszehradzkiej, jak i całego regionu. Celem Forum jest wzmocnienie współpracy stron w zakresie budowy wspólnego rynku gazu i energii elektrycznej, zarówno w ramach V4, jak w całym regionie Europy Środkowej i Wschodniej (CEE), a także poprawa bezpieczeństwa energetycznego i wzmocnienie pozycji odbiorców energii.

W zakresie wspólnej implementacji kodeksów sieciowych Prezes URE współpracował z organami regulacyjnymi państw sąsiadujących. W trakcie prac nad wdrożeniem do polskiego systemu kodeksu CMP, założenia konsultowane były z regulatorami państw ościennych. Prace oraz rozmowy dotyczące wczesnej implementacji kodeksu CAM były i nadal są prowadzone. Ich efektem było zaoferowanie zdolności powiązanej w punkcie Lasów.

W 2013 r. odbywały się prace powołanych przez Komisję Europejską regionalnych grup, których celem było wyłonienie projektów PCI. Pracownicy URE, w zakresie projektów z sektora gazu, uczestniczyli w pracach nad wyłonieniem projektów dla korytarza Północ-Południe oraz BEMIP. W wyniku prac grup została przyjęta lista projektów PCI, która została opublikowana w październiku 2013 r. Na liście

znalazły się następujące projekty realizowane przez OGP Gaz-System SA: zachodnia nitka korytarza Północ-Południe w Polsce wraz z połączeniem międzysystemowym Polska-Czechy; wschodnia nitka korytarza Północ-Południe w Polsce wraz z połączeniem międzysystemowym Polska-Słowacja; połączenie międzysystemowe Polska-Litwa; gazociąg Baltic Pipe; rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu; rozbudowa punktów wejścia na gazociąg jamalskim we Lwówku i Włocławku.

## 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.

27 sierpnia 2013 r. opublikowana została ustawa zmieniająca, mająca na celu w szczególności zapewnienie pełnej implementacji przepisów dyrektywy 2009/73/WE. Zmiany te w swojej zasadniczej części dotyczyły operatorów sieciowych i odnosiły się m.in. do obowiązków związanych z planami rozwoju przedsiębiorstw sieciowych. Z uwagi na szeroki zakres zmian wskazanej ustawy w zakresie dotyczącym planów rozwoju zamiast uzupełniania bądź zmieniania poszczególnych fragmentów artykułu dotyczącego ww. planów rozwoju, jednostce redakcyjnej regulującej tę kwestię nadano zupełnie nowe brzmienie. Zmiany objęły głównie następujące obszary tematyczne:

- zmieniono okres i częstotliwość sporządzania oraz aktualizacji przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych planu rozwoju. Plan ma być sporządzany na okres 10 lat<sup>27)</sup> i poddawany aktualizacji co 2 lata, natomiast w przypadku operatora systemu przesyłowego gazowego wykonującego obowiązki operatora na podstawie umowy powierzającej pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego zawartej z właścicielem sieci przesyłowej<sup>28)</sup>, przewidziano aktualizację coroczną. Jest to znacząca zmiana w porównaniu z dotychczasową sytuacją, w której przewidziano obowiązek opracowywania planów na co najmniej trzyletnie okresy,
- operator systemu przesyłowego zobowiązany został do przeprowadzenia konsultacji projektu planu rozwoju z zainteresowanymi stronami, w tym z obecnymi i potencjalnymi użytkownikami systemu lub ich organizacjami przed przedłożeniem go Prezesowi URE do uzgodnienia. W dotychczasowym układzie plany były jedynie opiniowane przez zarządy województw.

Ponadto ustawa zmieniająca wprowadziła istotną zmianę w postaci zapisu art. 16 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, nakładającego na operatora systemu dystrybucyjnego gazowego obowiązek przedłożenia Prezesowi URE do uzgodnienia projektu planu rozwoju i jego aktualizacji do 31 marca.

Zmianie procedur nie towarzyszyła zmiana obowiązujących wymagań co do samej zawartości planów, a zatem jak dotychczas w przypadku gazu ziemnego powinny one zawierać m.in.:

- przewidywany zakres dostarczania (wielkość dostaw),
- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych,
- przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi innych państw,
- przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców,
- przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów oraz
- przewidywany harmonogram realizacji inwestycji.

Nie zmieniono również zakresu podmiotowego obowiązku – tak jak przed nowelizacją projekty planów podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem tych, które dotyczą przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 50 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 mln m<sup>3</sup> tych paliw.

Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa. Plany rozwoju – ze względu na wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych

<sup>27)</sup> Podstawową zmianą dotyczącą planów rozwoju, wynikającą z przepisów aktów prawnych wchodzących w skład III pakietu energetycznego, obowiązujących od 3 marca 2011 r., jest obowiązek sporządzania planów rozwoju w perspektywie dziesięcioletniej. Akty trzeciego pakietu przewidują opracowywanie planów rozwoju o zasięgu wspólnotowym i regionalnym oraz badanie ich spójności z planami krajowymi. Umożliwi to ujednoczenie okresów, na które opracowywane są plany operatorów systemów przesyłowych.

<sup>28)</sup> Dotyczy to pełnienia przez OGP Gaz-System SA funkcji operatora systemu przesyłowego na gazociągu jamalskim.

środków finansowych (dużą kapitałochłonność), które powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa i jego odbiorców – mają bezpośrednie przełożenie na poziom przyszłych taryf przedsiębiorstwa. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

Plany rozwoju są także podstawowym źródłem wiedzy o zamierzeniach inwestycyjnych przedsiębiorstwa w zakresie planowanych inwestycji służących przyłączaniu nowych odbiorców, jak też o przedsięwzięciach niezbędnych do utrzymania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych.

W związku z szerokim zakresem nowelizacji ustawy w zakresie planów rozwoju opracowano komunikat Prezesa URE i zamieszczono go na stronach internetowych urzędu. Niezależnie od tego udzielano szczegółowych wyjaśnień pisemnych i ustnych w sprawach dotyczących sposobu realizacji obowiązków dotyczących planów rozwoju. Pytania w znacznej mierze dotyczyły sposobu oceny poszczególnych przypadków w kontekście przepisów przejściowych<sup>29)</sup>, a także wymagań odnośnie aktualizacji planów rozwoju w układzie krocącym.

Monitorowanie planów inwestycyjnych odbywa się w oparciu o sprawozdania z realizacji planów, które przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych, co-rocennie do 30 kwietnia<sup>30)</sup>, przedkładają Prezesowi URE.

W 2013 r. OGP Gaz-System SA realizował inwestycje w oparciu o plan rozwoju uzgodniony w 2009 r. na okres od 1 maja 2010 r. do 30 kwietnia 2014 r.

W ramach tego planu wykonano rozbudowę połączenia z Czechami w Cieszynie (2012 r.), rozbudowę połączenia z Niemcami w Lasowie (2013 r.).

Do końca 2013 r. nadal trwała budowa terminala LNG w Świnoujściu oraz gazociągów w północno-zachodniej i środkowej Polsce do rozprowadzenia z niego gazu.

Z uwagi na zbliżający się okres upływu terminu, na który został uzgodniony plan rozwoju OGP Gaz-System SA, w 2013 r. rozpoczęto przygotowania do opracowania nowego planu rozwoju. W tym celu już w kwietniu przekazano Spółce wytyczne dotyczące układu, struktury i zawartości przekazywanych informacji oraz wyznaczono termin na przedłożenie projektu planu rozwoju na lata 2014–2023. OGP Gaz-System SA przed przedłożeniem projektu planu do uzgodnienia poinformował na swojej stronie internetowej o przystąpieniu do opracowywania planu rozwoju i przeprowadził konsultacje publiczne z zainteresowanymi podmiotami, w szczególności z operatorami innych systemów gazowych oraz użytkownikami systemu.

Po złożeniu projektu, w toku prowadzonego postępowania kilkakrotnie wzywano Spółkę do przedstawienia dodatkowych informacji i wyjaśnień. Wyjaśnienia obejmowały m.in. zgodność projektu z postanowieniami ustawy – Prawo energetyczne, nakazującej uwzględnienie przy opracowywaniu planu rozwoju polityki energetycznej państwa i określonych w niej priorytetów<sup>31)</sup>, a także zapewnienie długookresowej maksymalizacji 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.

W rezultacie podjętych prac Spółka przedstawiła ostatecznie uzupełnioną wersję wniosku w styczniu 2014 r. i planu rozwoju OGP Gaz-System SA na lata 2014–2023 został uzgodniony pismem z 4 kwietnia 2014 r. (znak: DRG–4311–7(44)/2013/2014/RTu).

Podstawowym celem planu rozwoju OGP Gaz-System SA jest poprawa warunków do dywersyfikacji dostaw gazu. Na rysunku 13 przedstawiono graficzne zobrazowanie możliwości dywersyfikacyjnych, jakie pojawiają się wskutek realizacji kolejnych inwestycji Spółki. Wybudowanie rewersu fizycznego w Mallnow zapewni faktyczny dostęp do źródeł gazu pochodzącego z różnych kierunków. Kolejnymi inwestycjami poprawiającymi strukturę dostaw są terminal LNG oraz interkonektor południowy.

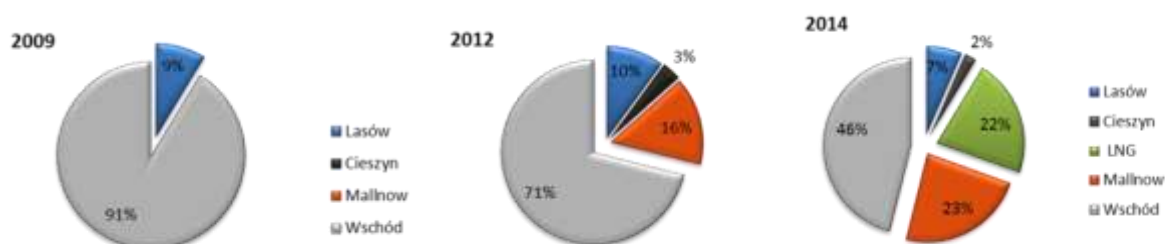
---

<sup>29)</sup> Przepisy przejściowe przewidują opracowanie planu rozwoju sieci przesyłowej zgodnie z nowymi wymogami po raz pierwszy w terminie 2 lat od dnia wejścia w życie ustawy zmieniającej. Ponadto przewidują do czasu wygaśnięcia umów przesyłowych stosowanie przepisów dotychczasowych w odniesieniu do umów o powierzenie wykonywania obowiązków operatora systemu przesyłowego zawartych przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej.

<sup>30)</sup> Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne zmieniła termin składania sprawozdania z 30 marca na 30 kwietnia.

<sup>31)</sup> Zgodnie z Programem działań wykonawczych na lata 2009–2012, stanowiącym Załącznik 3 do *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* OGP Gaz-System SA powierzono realizację działania 2.16 pn. Dywersyfikacja dostaw poprzez budowę systemu przesyłowego umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z kierunków północnego, zachodniego i południowego oraz budowa połączeń realizujących w pierwszej kolejności postulat dywersyfikacji źródeł dostaw. Działanie to nie zostało ukończone, w związku z czym niezbędne jest skoncentrowanie środków w celu realizacji, bez zbędnej zwłoki, działań z Polityki i ich priorytetyzacji w planie rozwoju OGP Gaz-System SA.

**Rysunek 13.** Stopień dywersyfikacji dostaw gazu w latach 2009–2014



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System SA na lata 2014–2023.

Rysunek 14 pokazuje możliwe do osiągnięcia udziały dostaw gazu z różnych kierunków w perspektywie lat 2018 i 2023.

**Rysunek 14.** Możliwy stopień dywersyfikacji w latach 2018–2023



Możliwe zdolności importowe: 29,5 mld m<sup>3</sup>

Możliwe zdolności importowe: 34,2 mld m<sup>3</sup>

Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System SA na lata 2014–2023.

W 2013 r. trzech OSD realizowało plany rozwoju uzgodnione w 2009 r., a trzech pozostałych OSD realizowały zaktualizowane plany na lata 2012–2013. Należy tutaj nadmienić, że wskazanych sześciu OSD z dniem 1 lipca 2013 r. połączyło się w jeden podmiot – PSG, który przyjął strukturę oddziałową z sześcioma Oddziałami pokrywającymi się z wcześniejszymi sześcioma OSD.

W 2013 r. również sześciu OSD przedłożyło projekty planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe sporządzonego na lata 2014–2018, które podtrzymał połączony podmiot PSG i ostatecznie scalony projekt planu rozwoju na lata 2014–2018 został uzgodniony pismem z 13 marca 2014 r. (znak: DRG–4311–6(50)/2013/2014/RTu).

Zestawienie nakładów inwestycyjnych sześciu OSD oraz OSP przedstawia tabela 19.

**Tabela 19.** Zestawienie nakładów inwestycyjnych w cenach bieżących (łącznie sześciu OSD oraz OSP)

Rok	Nakłady inwestycyjne	
	plan [tys. zł]	wykonanie [tys. zł]
2009	1 705 464	1 430 122
2010	1 907 838	1 458 411
2011	2 264 962	1 773 655
2012	3 569 178	2 173 850
2013	2 854 330	2 482 046

Źródło: URE.

W 2013 r. suma nakładów poniesionych przez OSD wyniosła 1 271 598 tys. zł.

Długość sieci przesyłowych gazu ziemnego wysokometanowego E w 2013 r. wyniosła 175 692,6 km<sup>32)</sup>, natomiast długość tych sieci dla pozostałych paliw gazowych we wskazanym roku wynosiła 9 591,8 km (patrz tabela 20).

**Tabela 20.** Długość sieci dystrybucyjnych i przesyłowych

Rok	Długość sieci w [km] dla		
	E	pozostałe paliwa gazowe	razem
2010	167 220,3	9 242,1	176 462,4
2011	171 038,1	9 108,0	180 146,1
2012	173 161,8	9 343,0	182 504,8
2013	175 692,6	9 591,8	185 284,4

Źródło: URE.

Rola Prezesa URE w procesie dokonywania oceny efektywności funkcjonowania sieci nie zmieniła się i sprowadza się do następujących zadań:

- akceptacji w procesie taryfowym takich przychodów przedsiębiorstwa, które mogą zapewnić jemu bezpieczeństwo dostaw i poprawę efektywności funkcjonowania sieci ocenianą m.in. wskaźnikiem średniego czasu przerw w dostawach z tytułu awarii, zwiększeniem przepustowości sieci oraz zmniejszeniem udziału zużycia gazu na różnicę bilansową,
- oceny funkcjonowania sieci w trakcie uzgadniania projektów planów rozwojów na kolejne lata, gdzie analizowana jest zasadność poziomu planowanych nakładów pokrywanych przez przychody taryfowe w kontekście rozwoju sieci i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw,
- wymagania zawarcia przez przedsiębiorstwa sieciowe w swoich taryfach postanowień o wysokości bonifikat z tytułu jakości świadczonych usług, w tym z tytułu ograniczenia wielkości mocy umownej oraz niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców.

#### 4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym

##### **Przestrzeganie i wdrażanie przez organ regulacyjny wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki i Komisji Europejskiej oraz wytycznych ACER**

Zgodnie z art. 41 ust. 1 lit. d dyrektywy 2009/73/WE do obowiązków organu regulacyjnego należy przestrzeganie i wdrażanie wszelkich stosownych, prawnie wiążących decyzji Agencji oraz Komisji. Jednakże biorąc pod uwagę, iż przepisy powyższej dyrektywy zostały wdrożone do polskiego porządku prawnego w drugiej połowie 2013 r., zakres oceny wykorzystania tej regulacji będzie możliwy dopiero w kolejnych latach. Z podobnych względów Prezes URE nie występował w 2013 r. do Agencji o opinię w sprawie zgodności podjętych przez siebie decyzji z wytycznymi Agencji. Zarazem zgodność decyzji Prezesa URE z wytycznymi nie była przedmiotem badania Komisji Europejskiej. Natomiast Prezes URE współpracował w 2014 r. z Komisją Europejską w postępowaniu dotyczącym udzielenia certyfikatu niezależności operatorowi systemu przesyłowego gazowego.

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

W 2013 r. monitorowanie przez Prezesa URE operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych skupiało się na analizie wykonywanych przez nich obowiązków wynikających bezpośrednio z rozporządzenia 715/2009 i ustawy – Prawo energetyczne.

Prezes URE monitorował realizację zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych w szczególności w odniesieniu do niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, a także realizacji obowiązków sprawozdawczych.

<sup>32)</sup> Łącznie OGP Gaz-System SA i EuroPol Gaz SA.

Monitorowanie w zakresie operatorstwa systemu przesyłowego, wykonywanego przez OGP Gaz-System SA, dotyczyło:

- świadczenia usług związanych z dostępem stron trzecich,
- stosowanych mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych,
- procedur zarządzania ograniczeniami,
- przejrzystości podawanych do publicznej wiadomości danych technicznych potrzebnych użytkownikom sieci do uzyskania efektywnego dostępu do systemu,
- mechanizmów bilansowania i wielkości opłat za niezbilansowanie.

W 2013 r. nie stwierdzono naruszeń obowiązków OSP w odniesieniu do kwestii transgranicznych.

### Zmiana przepisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

W 2013 r. również trwały prace nad wprowadzeniem do IRiESP zmian wynikających z konieczności wdrożenia przepisów dostosowujących zapisy IRiESP do wymogów prawa europejskiego, w szczególności w zakresie przepisów kodeksu sieci dot. mechanizmów alokacji przepustowości (ang. Capacity Allocation Mechanism in Gas Transmission Systems – NC CAM) oraz mechanizmów zarządzania ograniczeniami sieci (ang. Congestion Management Procedures – CMP). Przyjęto trzy mechanizmy zarządzania ograniczeniami sieci (CMP) tj. wprowadzono zasadę nadsubskrypcji i wykupu, możliwość rezygnacji przez Zleceniodawcę Usługi Przesyłania (ZUP) z przydzielonej przepustowości oraz mechanizm oparty na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub trać” (ang. long term use it or lose it mechanism - LT UIOLI). Wprowadzono Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP) na granicy z Systemem Gazociągów Tranzytowych oraz zmodyfikowano zasady zawierania umów o przyłączenie. Nowa IRiESP wprowadza mechanizm aukcji jako podstawowy mechanizm przydziału przepustowości dla połączeń międzysystemowych (wymóg NC CAM). Zrezygnowano również z półrocznego produktu (okres na jaki świadczona jest usługa przesyłania). Obecnie OSP oferuje produkty roczne, kwartalne, miesięczne oraz dobowe.

### Zmiany przepisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych

W związku z zakończeniem w 2013 r. procesu konsolidacji spółek dystrybucyjnych, OSD opracował nową IRiESD, która ujednoliciła dotychczasowe zasady świadczenia usług dystrybucyjnych, przyłączenia odbiorców i zmiany sprzedawcy. Zatwierdzona przez Prezesa URE nowa IRiESD weszła w życie 1 stycznia 2014 r.

Ponadto w 2013 r. prowadzono prace mające na celu wprowadzenie jednolitej dla całej spółki procedury przyłączenia odbiorców do sieci gazowej, które zakończyły się w początkowych miesiącach 2014 r. Zmiany te należy ocenić pozytywnie - standaryzacja służy bowiem realizacji celu, jakim jest niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu.

## Monitorowanie wypełniania przez OSP warunków certyfikacji

W związku z faktem, że do 11 marca 2014 r. właściciel sieci przesyłowej lub przedsiębiorstwo energetyczne, o których mowa w art. 9h<sup>1</sup> ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne zobowiązani są wystąpić z wnioskiem o wydanie certyfikatu niezależności, Prezes URE uznał, że zbadanie kwestii niezależności OSP w formule OU i ISO nastąpi w toku postępowań w sprawie przyznania certyfikatu niezależności.

## 4.2. Promowanie konkurencji

### 4.2.1. Rynek hurtowy

Hurtowy rynek gazu ziemnego jest nadal rozwinięty w stopniu niesatysfakcjonującym. Ze względu na pionowo skoncentrowaną strukturę sektora, obrót hurtowy na krajowym rynku (sprzedaż gazu realizowana w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu oraz sprzedaż poprzez giełdę gazu) stanowi zaledwie 2,9% zużycia krajowego.

## Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Dostawy gazu z zagranicy, w ilości 124,9 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 46,2 TWh, co stanowiło blisko 24% całkowitego zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2013 r. obejmowały import z kierunku wschodniego oraz dostawy wewnątrzwspólnotowe, przy czym istotną ich część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego w 1996 r. pomiędzy PGNiG SA a OOO Gazprom Eksport. Na podstawie tego kontraktu zakupiono 97,7 TWh gazu ziemnego, co stanowiło ok. 78,2% całkowitego importu tego surowca na terytorium Polski. Import ten uzupełniany był dostawami wewnątrzwspólnotowymi. Wielkość sumaryczna dostaw wewnątrzwspólnotowych, realizowanych w ramach umów wyniosła 27,2 TWh, co stanowiło 21,8% całkowitego przywozu gazu na terytorium Polski.

Szczegółowe informacje o strukturze dostaw gazu w 2013 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 21.** Struktura dostaw gazu w 2013 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
Import, z tego:	124,9
- Kontrakt „Jamalski”	97,7
- Nabycie wewnątrzwspólnotowe	27,2
Wydobycie	46,2
Magazyny gazu (zmiana stanu zapasów)*	-3,7*
Zakup ze źródeł krajowych (razem z obrotem wielokrotnym)	25,9

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

Źródło: URE na podstawie danych spółek obrotu gazem.

W 2013 r. odnotowano wzrost przepływu gazu przez polski system przesyłowy tj. 524,8 TWh. Większość z tego gazu została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

**Tabela 22.** Bilans przepływów handlowych gazu wysokometanowego i zaazotanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2013 r. [TWh]

<b>Wejście do systemu razem</b>	<b>524,8</b>
z tego:	
kopalnie i odazotownie	38,6
magazyny	12,7
dostawy spoza UE	433,2
dostawy z UE	39,9
inne (wejścia z dystrybucji)	0,3
<b>Wyjście z systemu razem</b>	<b>524,8</b>
z tego:	
mieszalnie i odazotownie	4,5
magazyny	16,4
do sieci dystrybucyjnej	103,5
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	53,4
dostawy do UE	331,3
dostawy poza UE	10,3
potrzeby własne operatora	5,3

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

## Rynek pozagiełdowy

Działalność w zakresie hurtowego obrotu gazem ziemnym w Polsce, rozumiana jako sprzedaż gazu podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży, była zdominowana przez przedsiębiorstwo PGNiG SA. Na koniec grudnia 2013 r. 120 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi. Natomiast 36 przedsiębiorstw energetycznych aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Znacząca część obrotu hurtowego odbywa się nadal w fizycznych punktach sieci i dotyczy dostaw do spółek, które posiadają własne sieci dystrybucyjne.

Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza PGNiG SA pozyskały 8,3 TWh gazu ziemnego, z czego 56,3% stanowiły zakupy od PGNiG SA. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu uwzględnia też pozyskanie na potrzeby własne.



**Tabela 23.** Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez największe przedsiębiorstwa obrotu w 2013 r. [TWh] w ramach kontraktów OTC

	Łącznie	PGNiG SA	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu	175,5	167,2	8,3
Hurtowa sprzedaż gazu	4,0	3,7	0,3

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu.

## Giełda gazu ziemnego

20 grudnia 2012 r. uruchomiono rynek terminowy towarowy gazu (RTTg). Poniżej przedstawiona jest charakterystyka tego rynku:

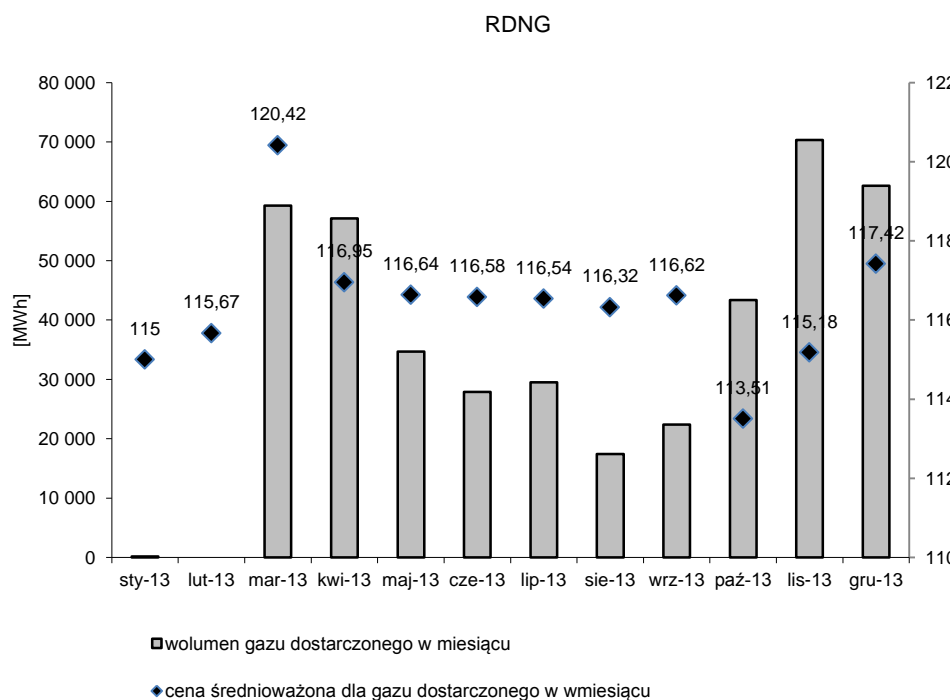
- przedmiotem obrotu jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (miesięczny, kwartalny i roczny),
- notowaniu podlegają instrumenty w seriach: M+3, Q+4, Y+2,
- obrót jest prowadzony w dni robocze w godzinach od 8:00 do 14:00 w systemie notowań ciągłych,
- okres notowania kończy się na dwa dni przed rozpoczęciem okresu wykonania,
- transakcje zawarte na giełdzie gazu podlegają realizacji przez OGP Gaz-System SA.

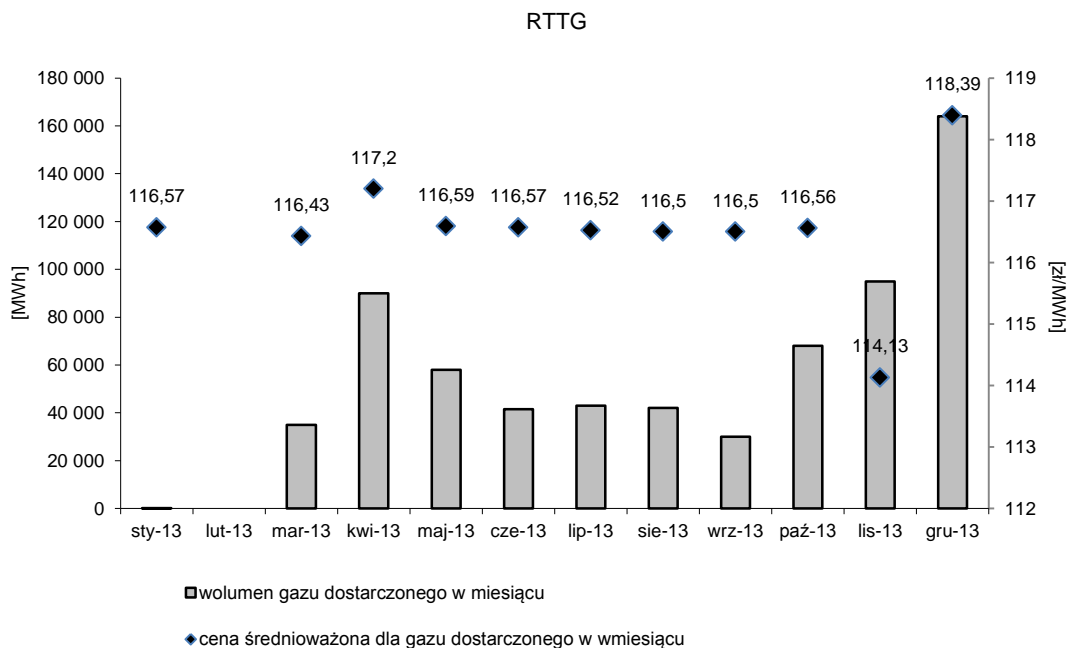
Pod koniec 2012 r. uruchomiono rynek dnia następnego gazu (RDNg). Poniżej przedstawiona jest charakterystyka tego rynku:

- przedmiotem obrotu jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy, jest to instrument typu *base*,
- jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy,
- obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę dostawy,
- obrót na RDNg prowadzony jest w systemie notowań ciągłych,
- informacje o zawartych transakcjach (nominacje) przekazywane są do OGP Gaz-System SA.

Poniższy rysunek prezentuje wyniki obrotu gazem ziemnym na giełdzie w 2013 r.

**Rysunek 15.** Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) oraz na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja następowała w 2013 r.





Źródło: URE na podstawie danych TGE SA.

W miesiącach styczeń – grudzień 2013 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE SA dostarczono 1 113 042 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 116,73 zł/MWh. W tym okresie kontrakty zawarte zostały na wolumen 424 700 MWh na rynku spot i 1 959 790 MWh na rynku terminowym. Wyniki notowań poszczególnych kontraktów są na bieżąco podawane na stronie [www.wyniki.tge.pl/pl](http://www.wyniki.tge.pl/pl).

Rozwój giełdowego rynku gazu m.in. jest skutkiem wprowadzenia do ustawy – Prawo energetyczne art. 49b, który nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązek sprzedaży części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej na giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany (zwany dalej „obowiązkiem publicznej sprzedaży gazu ziemnego”). W 2013 r. obowiązek ten wynosił 30% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym. Wolumen gazu objętego ww. obowiązkiem ulega w kolejnych latach zwiększeniu od 1 stycznia 2014 r. do 40%, a od 1 stycznia 2015 r. do 55%.

Należy podkreślić, że wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży gazu ma umożliwić utworzenie hurtowego rynku gazu ziemnego, charakteryzującego się wysoką transparentnością transakcji. Dzięki temu podmioty zajmujące się obrotem paliwami gazowymi zyskują możliwość dostępu do paliwa gazowego oferowanego na krajowym rynku w sposób transparentny w oparciu o ceny kształtujące się poprzez mechanizmy rynkowe.

#### 4.2.2. Rynek detaliczny

Wysoki poziom koncentracji na polskim rynku paliw gazowych, wynikający z pozycji dominującej GK PGNiG SA, nadal wpływa na strukturę rynku detalicznego, a także tempo przemian w nim zachodzących. W 2013 r. około 94,42% sprzedaży gazu ziemnego realizowane było przez PGNiG SA, natomiast pozostałe 5,58% przez pozostałe działające na rynku przedsiębiorstwa obrotu. Rok wcześniej, w 2012 r., udział PGNiG SA w sprzedaży gazu wyniósł 95,22%, a pozostałych spółek obrotu 4,78%, co świadczy o powolnych zmianach dokonujących się na detalicznym rynku gazu.

Dokonując całościowej analizy rynku sprzedaży detalicznej gazu ziemnego GK PGNiG SA w 2013 r. w odniesieniu do wszystkich grup odbiorców należy wskazać, że najliczniej reprezentowaną grupą były gospodarstwa domowe, zużywające zarówno gaz wysokometanowy, jaki zaazotowany. Ich udział stanowił 99,8% ogółu liczby odbiorców dla gazu wysokometanowego i 95,6% dla gazu zaazotowanego,

natomiast ich udział w wolumenie sprzedaży wyniósł odpowiednio: 27,3% dla gazu wysokometanowego i 15,9% dla gazu zaazotowanego. Największy udział 35,86% w sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy końcowi o wolumenie zużycia powyżej 25 mln m<sup>3</sup>. PGNiG SA oprócz zaopatrywania w gaz odbiorców końcowych sprzedaje również paliwo na potrzeby operatorów systemów gazowych.

Rynek detaliczny gazu podlega powolnym zmianom. W 2013 r. dziewiętnaście największych spółek obrotu, niezależnych od PGNiG SA, sprzedało łącznie ok. 721 mln m<sup>3</sup> gazu obsługując 41 734 odbiorców. Spółki obrotu zakupywały gaz w większości od PGNiG SA, jak również nabywały go u dostawców zagranicznych. Poza dostarczaniem siecią gazem wysokometanowym i zaazotowanym PGNiG SA oraz spółki obrotu sprzedawały gaz w postaci skroplonej (gaz LNG). Łączny wolumen sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2013 r. wyniósł ok. 31 271 ton.

Największymi podmiotami pod względem wolumenu sprzedaży gazu, spoza GK PGNiG SA, prowadzącymi działalność na rynku detalicznym są:

Egesa Grupa Energetyczna SA	(1,17%),
HANDEN Sp. z o.o.	(0,69%),
Duon Dystrybucja SA	(0,54%),
G.EN. Gaz Energia SA	(0,46%),
Enesta Sp. z o.o.	(0,45%),
EWE energia Sp. z o.o.	(0,43%),
Polenergia Kogeneracja Sp. z o.o.	(0,32%),
Anwil SA	(0,28%),
Sime Polska Sp. z o.o.	(0,17%),
ArcelorMittal Poland SA	(0,17%),
Fenice Sp. z o.o.	(0,15%),
KGHM Polska Miedź SA	(0,12%),
Elsen SA	(0,08%),
Huta Pokój SA	(0,08%),
Energia Obrót SA	(0,01%).

W 2013 r. w dalszym ciągu utrzymywana była regulacja cen gazu wysokometanowego i zaazotowanego dostarczanego siecią gazową na rynek detaliczny, natomiast ceny gazu LNG i CNG zostały zwolnione z taryfowania na podstawie art. 49 ustawy – Prawo energetyczne.

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

W 2013 r. w obszarze detalicznym paliw gazowych kontynuowane były działania zmierzające do stworzenia warunków dla funkcjonowania mechanizmów konkurencji. Działania te zostały określone w Mapie drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego, opublikowanej przez Prezesa URE w 2013 r. W lipcu 2013 r. Prezes URE wydał komunikat w sprawie harmonogramu zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego do odbiorców innych niż odbiorcy w gospodarstwie domowym.

W komunikacie tym Prezes URE określił przesłanki dla zwolnienia przedsiębiorstw z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na sprzedaż gazu do odbiorców końcowych. Główną przesłanką, która miała zdecydować o podjęciu decyzji o uwolnieniu cen gazu było wejście w życie przepisów gwarantujących objęcie obowiązkiem publicznej sprzedaży co najmniej 30% gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzanego do sieci przesyłowej (tzw. obligo giełdowe). Założono, że zaistnieją wówczas określone w ustawie – Prawo energetyczne warunki dla zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych w zakresie sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej gazu wysokometanowego, którzy zużyli co najmniej 25 mln m<sup>3</sup> gazu wysokometanowego w poprzednim roku kalendarzowym oraz do przedsiębiorstw energetycznych nabywających gaz ziemny wysokometanowy na potrzeby wykonywania działalności w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Decyzje indywidualne o zwolnieniu z obowiązku

przedkładania taryf do zatwierdzenia miały być wydawane po dniu wejścia w życie obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej, wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym posiadającym koncesje na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą, na ich wnioszek. Jednocześnie komunikat informował, że zwiększenie obowiązku publicznej sprzedaży gazu wysokometanowego do poziomu 40%, a następnie 55% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej dawać będzie podstawy do zwolnienia z obowiązku zatwierdzenia taryf dla pozostałych grup komercyjnych odbiorców gazu wysokometanowego. Po zwiększeniu obowiązku sprzedaży na giełdzie do poziomu 40% gazu wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej zwolnienie może objąć dużych odbiorców gazu wysokometanowego (tj. odbiorców zużywających powyżej 2,5 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie), natomiast po wprowadzeniu obowiązku na poziomie 55% oraz przy jednoczesnym rozwoju pozagiełdowego hurtowego rynku gazu (OTC) – również pozostałych odbiorców przyłączonych do sieci gazu wysokometanowego, nie będących gospodarstwami domowymi. Zwolnienie z obowiązku ustalania taryf dla odbiorców z tych grup zostanie poprzedzone ponowną analizą spełnienia warunków określonych w art. 49 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, z uwzględnieniem skutków wprowadzenia obowiązku sprzedaży na giełdzie na poziomie 30%. Do końca 2013 r. 30 podmiotów wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia na sprzedaż paliw gazowych odbiorcom detalicznym, jednocześnie żadna indywidualna decyzja w tej sprawie nie została wydana.

Prowadzony w tym okresie monitoring realizacji obliga giełdowego nie dał podstaw dla zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych sprzedających do największych odbiorców z przedstawiania cen do zatwierdzenia. Obowiązek sprzedaży na giełdzie wdrożony został w niepełnym zakresie. Do Prezesa URE wpłynęły stanowiska stowarzyszeń odbiorców, które wykazywały, że mimo pojawienia się oferty gazu na giełdzie, najwięksi odbiorcy gazu nie mają możliwości zmiany sprzedawcy ze względu na postanowienia zawartych umów historycznych. Problem ten może zostać rozwiązany w najbliższym roku, dzięki wdrożeniu decyzji organu antymonopolowego, który zobowiązał PGNiG SA do wprowadzenia do umów z odbiorcami końcowymi prorynkowych zmian, w tym ograniczenia klauzul *take or pay*.

Możliwość rozwoju konkurencji ograniczają również przepisy dotyczące bezpieczeństwa dostaw gazu z zagranicy, takie jak obowiązek dywersyfikacji dostaw i obowiązek utrzymywania zapasów obojętnych. Przepisy te ograniczają ekonomiczną opłacalność importu gazu z zagranicy.

W 2013 r. na rynku detalicznym odnotowano podobną skalę zmiany sprzedawcy co w roku 2012. W badanym roku 219 odbiorców paliw gazowych zmieniło sprzedawcę, a licząc od początku monitorowania (tj. od 2011 r.) ich liczba wyniosła 429.

Poniższa tabela pokazuje liczbę zmian sprzedawcy gazu w poszczególnych kwartałach 2013 r.

**Tabela 24.** Liczba zmian sprzedawcy (wg liczby przełączeń) na koniec I, II, III i IV kw. 2013 r.

I kwartał 2013 r.	II kwartał 2013 r.	III kwartał 2013 r.	IV kwartał 2013 r.
112	30	50	27

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

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

Zgodnie z postanowieniami ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzeń wykonawczych, 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. 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.

W ramach wspierania skutecznej konkurencji oraz przeciwdziałania praktykom monopolistycznym Prezes URE współpracuje m.in. z Prezesem UOKiK.

Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora gazowego prowadzone przez Prezesa UOKiK<sup>33)</sup>

W 2013 r. Prezes UOKiK wydał jedną decyzję w sprawie stosowania antykonkurencyjnych praktyk w sektorze gazowym.

Postanowieniem z dnia 3 kwietnia 2013 r. Prezes UOKiK wszczął z urzędu postępowanie antymonopolowe w sprawie:

**I.** nadużywania przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie (dalej: PGNiG) pozycji dominującej na krajowych rynkach sprzedaży – hurtowej i detalicznej – paliwa gazowego polegającego na:

- 1) przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji na wskazanych wyżej rynkach poprzez ograniczanie odbiorcom paliwa gazowego niebędącym odbiorcami w gospodarstwach domowych możliwości zmniejszania zamawianych na kolejne lata ilości paliwa gazowego w stosunku do ilości zamówionej w roku bieżącym lub latach poprzednich, co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów oraz art. 102 TFUE,
- 2) przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji na wskazanych wyżej rynkach poprzez ograniczanie odbiorcom paliwa gazowego niebędącym odbiorcami w gospodarstwach domowych możliwości zmniejszania zamawianej na kolejne lata mocy umownej w stosunku do mocy umownej zamówionej w roku bieżącym lub latach poprzednich, co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów oraz art. 102 TFUE,
- 3) przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji na wskazanych wyżej rynkach poprzez ograniczanie odbiorcom niebędącym odbiorcami w gospodarstwach domowych możliwości odsprzedaży paliwa gazowego zakupionego od PGNiG co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów oraz art. 102 TFUE,
- 4) przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji na wskazanych wyżej rynkach poprzez wymaganie określenia w umowie przez odbiorców niebędących odbiorcami w gospodarstwach domowych maksymalnej ilości zakupywanego paliwa gazowego przeznaczonej przez nich do dalszej odsprzedaży w danym roku, co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów oraz art. 102 TFUE;

**II.** nadużywania przez PGNiG pozycji dominującej na krajowym rynku sprzedaży hurtowej paliwa gazowego polegającego na przeciwdziałaniu ukształtowaniu się warunków niezbędnych do powstania bądź rozwoju konkurencji na wskazanym wyżej rynku poprzez nieprzyznanie odbiorcom niebędącym odbiorcami w gospodarstwach domowych, pobierającym paliwo gazowe z sieci dystrybucyjnej w ilości powyżej 10 m<sup>3</sup>/h gazu ziemnego wysokometanowego albo powyżej 25 m<sup>3</sup>/h gazu ziemnego zaazotowanego, prawa do częściowej zmiany sprzedawcy polegającej na zawarciu kolejnej umowy z kolejnym sprzedawcą i jednoczesnym zmniejszeniu mocy umownej u dotychczasowego sprzedawcy co może stanowić naruszenie art. 9 ust. 2 pkt 5 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów oraz art. 102 TFUE.

W dniu 31 grudnia 2013 r. wydana została decyzja (nr DOK-8/2013), na mocy której Prezes UOKiK przyjął zobowiązanie PGNiG do:

- 1) zmiany treści wzorca umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego dla odbiorcy niebędącego konsumentem, pobierającego paliwo gazowe z sieci dystrybucyjnej w ilości do 10 m<sup>3</sup>/h gazu ziemnego wysokometanowego albo do 25 m<sup>3</sup>/h gazu ziemnego zaazotowanego,
- 2) zmiany treści wzorca umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego dla odbiorcy niebędącego konsumentem, pobierającego paliwo gazowe z sieci dystrybucyjnej w ilości powyżej 10 m<sup>3</sup>/h gazu ziemnego wysokometanowego albo powyżej 25 m<sup>3</sup>/h gazu ziemnego zaazotowanego, jak również treści wzorca umowy kompleksowej dostarczania paliwa gazowego dla odbiorcy pobierającego paliwo gazowe z sieci przesyłowej,

---

<sup>33)</sup> Na podstawie wkładu z UOKiK.

- 3) złożenia:
- a) wszystkim odbiorcom, z którymi ma zawarte umowy zawierające postanowienia ograniczające odbiorcom paliwa gazowego niebędącym odbiorcami w gospodarstwach 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; oferta przewidywać będzie sześciomiesięczny termin na skorzystanie z niej przez odbiorców;
  - b) wszystkim odbiorcom, z którymi ma zawarte umowy zawierające postanowienia ograniczające odbiorcom paliwa gazowego niebędącym odbiorcami w gospodarstwach domowych możliwość zmniejszania zamawianej na kolejne lata mocy umownej w stosunku do mocy umownej zamówionej w roku bieżącym lub latach poprzednich – oferty zmiany zawartej umowy poprzez – w zależności od sposobu sformułowania umowy – albo usunięcie całej jednostki redakcyjnej zawierającej te zakwestionowane postanowienie z umowy albo odpowiednią modyfikację tej jednostki redakcyjnej, tak by zakwestionowane postanowienie zostało z niej usunięte; oferta przewidywać będzie sześciomiesięczny termin na skorzystanie z niej przez odbiorców,
- 4) złożenia wszystkim odbiorcom, z którymi ma zawarte umowy zawierające postanowienia ograniczające odbiorcom paliwa gazowego niebędącym odbiorcami w gospodarstwach domowych możliwość odsprzedaży paliwa gazowego zakupionego od PGNiG oferty:
- a) zmiany umowy zawartej na wzorcu, zawierającej kwestionowane postanowienie, o którym mowa w pkt. I).1) powyżej poprzez zmianę zakwestionowanych postanowień. Oferta przewidywać będzie sześciomiesięczny termin na skorzystanie z niej przez odbiorców;
  - b) zmiany umowy zawartej na wzorcu, zawierającej postanowienia, o których mowa w pkt. I).2) powyżej poprzez zmianę zakwestionowanych postanowień. Oferta przewidywać będzie sześciomiesięczny termin na skorzystanie z niej przez odbiorców;
  - c) zmiany zawartych umów zawierających kwestionowane postanowienia ograniczające odbiorcom paliwa gazowego niebędącym odbiorcami w gospodarstwach domowych możliwości odsprzedaży paliwa gazowego zakupionego od PGNiG, inne niż w pkt. I).1) oraz I).2) powyżej, poprzez zmianę tych postanowień. Oferta przewidywać będzie sześciomiesięczny termin na skorzystanie z niej przez odbiorców,
- 5) złożenia wszystkim odbiorcom, z którymi PGNiG ma zawarte umowy zawierające postanowienia określające maksymalną ilość paliwa gazowego nabywanego dla potrzeb obrotu – oferty zmiany zawartej umowy poprzez wykreślenie określenia wskazującego na maksymalną ilość paliwa gazowego nabywanego do potrzeb obrotu. Oferta przewidywać będzie sześciomiesięczny termin na skorzystanie z niej przez odbiorców,
- 6) złożenia wszystkim odbiorcom, z którymi PGNiG ma zawarte umowy zawierające postanowienia ograniczające odbiorcom innym niż odbiorcy końcowi prawo do częściowej zmiany sprzedawcy – oferty zmiany zawartej umowy.

Decyzja jest prawomocna.

Terminy na wykonanie decyzji i przedstawienie sprawozdania z jej wykonania są 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, jest Minister Gospodarki. Jednocześnie jest on również organem właściwym w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu, o którym mowa w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2009 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE<sup>34)</sup>. Regulator współpracuje z Ministrem Gospodarki w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w odniesieniu do zadań wynikających z przywołanego rozporządzenia oraz dyrektywy 2009/73/WE.

---

<sup>34)</sup> Dz. U. UE L 295/1 z 12.11.2010 r.

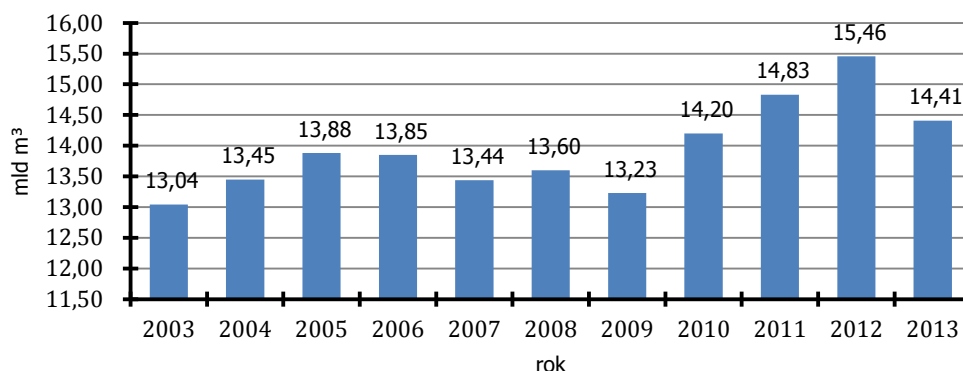
W konsekwencji, bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego rozumiane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych cenach, jest obszarem bezpieczeństwa energetycznego monitorowanym stale przez Prezesa URE za pomocą przydzielonych mu narzędzi.

#### 4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

Wolumen przesyłanego gazu wysokometanowego siecią przesyłową przedstawiono na rysunku 16. W 2013 r. wolumen ten spadł w stosunku do 2012 r., kiedy to osiągnął maksymalny (do tej pory) poziom 15,5 mld m<sup>3</sup>, i wyniósł 14,4 mld m<sup>3</sup>, w tym z zagranicy 12,3 mld m<sup>3</sup> (w tym 10,85 mld m<sup>3</sup> dla PGNiG SA, a 8,7 mld m<sup>3</sup> z Federacji Rosyjskiej). Wolumen przesłany siecią przesyłową stanowi ponad 90 % zużycia krajowego, pozostała część zapotrzebowania krajowego dostarczana jest systemami dystrybucyjnymi (z pominięciem sieci przesyłowej) bezpośrednio z zagranicy:

- Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. – Oddział w Tarnowie na połączeniu z Ukrainą w Hrubieszowie,
- EWE energia Sp. z o.o. na połączeniu z Niemcami w Gubinie, (albo bezpośrednio z kopalń).

**Rysunek 16.** Ilości przesłanego gazu ziemnego wysokometanowego E siecią przesyłową w latach 2003–2013

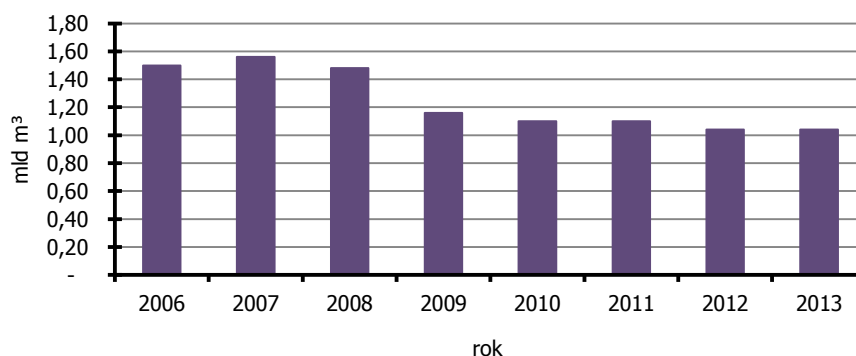


Źródło: Opracowanie własne na podstawie planu rozwoju OGP Gaz-System SA na lata 2014–2023.

Wielkość dostaw gazu do odbiorców w poszczególnych latach wynika z ich bieżącego zapotrzebowania. Dość dynamiczny i stały przyrost przesyłania gazu do odbiorców można zaobserwować od 2009 r., co spowodowane jest głównie przyrostem konsumpcji wewnętrznej. W 2012 r. obok zapotrzebowania wewnętrznego przyrost wolumenu przesyłanego gazu spowodowany był też przesyłaniem gazu na Ukrainę. W 2013 r. spadek przesyłania gazu spowodowany był głównie spadkiem konsumpcji wewnętrznej.

Nieco inaczej kształtuje się przebieg realizacji usługi przesyłania gazu w systemie gazu zaazotowanego. Popyt na gaz ziemny zaazotowany Lw w Polsce wyniósł ok. 1,8 mld m<sup>3</sup> w 2013 r., z czego sieciami przesyłowymi przesłano 1,04 mld m<sup>3</sup> (rysunek 17) tego gazu (w tym 0,7 mld m<sup>3</sup> stanowiło wsad do odazotowni Odolanów), a pozostałą część dostarczano sieciami dystrybucyjnymi (z pominięciem sieci przesyłowej) bezpośrednio z kopalń.

**Rysunek 17.** Ilość przesłanego gazu ziemnego zaazotowanego L w sieć przesyłową w latach 2006–2013



Źródło: Opracowanie własne na podstawie planu rozwoju OGP Gaz-System SA na lata 2014–2023.

W Polsce dostarczany odbiorcom jest również gaz ziemny zaazotowany Ls, jednak od 2009 r. (przejęcia aglomeracji poznańskiej z gazu ziemnego zaazotowanego Ls na gaz ziemny wysokometanowy) nie jest on dostarczany sieciami przesyłowymi, tylko dystrybucyjnymi (z pominięciem sieci przesyłowej). Popyt na ten gaz wyniósł 1,9 mld m<sup>3</sup> w 2013 r., z czego 1,4 mld m<sup>3</sup> stanowiło wsad do odazotowni Odolanów, a tylko 0,5 mld m<sup>3</sup> pobrali odbiorcy.

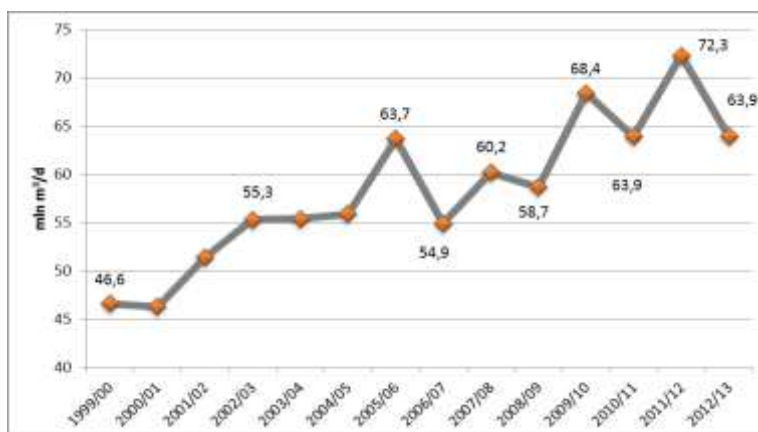
Polska jest krajem głównie importującym gaz. Zasoby gazu ziemnego, którymi dysponują kopalnie pozwalają na pokrycie nie więcej niż 25% całkowitego rocznego wolumenu gazu dostarczanego systemem przesyłowym do odbiorców. Pozostałe potrzeby konsumentów gazu zabezpieczane są paliwem importowanym, głównie z kierunku wschodniego (z Federacji Rosyjskiej).

W obliczu konfliktów polityczno-gospodarczych pomiędzy Rosją i krajami tranzytowymi, których skutkiem były problemy z zapewnieniem ciągłości dostaw, szczególnie istotna stała się taka dywersyfikacja dostaw gazu, aby Polska nie była uzależniona tylko od jednego kierunku dostaw gazu. Częściowa poprawa sytuacji nastąpiła już w 2011 r., z chwilą gdy:

- uruchomiono nowe połączenie z czeskim systemem przesyłowym w Cieszynie umożliwiając dostawę gazu do kraju w ilości 0,5 mld m<sup>3</sup>/rok,
- rozbudowano istniejące połączenie z niemieckim systemem przesyłowym w Lasowie umożliwiając zwiększenie dostaw do kraju z tego kierunku do 1,5 mld m<sup>3</sup>/rok,
- umożliwiono świadczenie usług przesyłowych w ramach rewersu wirtualnego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego.

Istotnym jest planowanie systemu gazowego w sposób pozwalający na zabezpieczenie prawidłowych dostaw w warunkach szczytowego zapotrzebowania na paliwo gazowe. Poniższy rysunek 18 przedstawia zaobserwowane zapotrzebowanie szczytowe w systemie przesyłowym.

**Rysunek 18.** Szczytowe zapotrzebowanie w sezonach zimowych 1999/2000–2012/2013



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System SA na lata 2014–2023.

W szczycie 2012/2013 maksymalne zapotrzebowanie odbiorców wystąpiło 24 stycznia 2013 r. i osiągnęło wartość 63,9 mln m<sup>3</sup>/dobę.

#### 4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy

##### Zapotrzebowanie wewnętrzne

Analizy prognoz (Ramboll<sup>35</sup>), Ministerstwo Gospodarki<sup>36</sup>), OGP Gaz-System SA) wskazują, że w prognozowanym długoterminowo bilansie energetycznym Polski gaz będzie odgrywać rolę drugorzędą, pozwalającą na domknięcie krajowego bilansu energetycznego. Niezależnie od tego należy stwierdzić, że prognoza zapotrzebowania rocznego na usługę przesyłową jest jedynie oceną zapotrzebowania odbiorców w najbliższych 10 latach, ale rzeczywiste ilości zależą będą od struktury odbiorców (energetyka) i warunków wytwarzania energii elektrycznej. Niezależnie od tych ilości, z punktu

<sup>35</sup>) Prognoza firmy Ramboll opracowana dla Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EBI) w 2008 r.

<sup>36</sup>) *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.*



widzenia planowania rozwoju kluczowe znaczenie ma oszacowanie mocy szczytowych, które mogą wystąpić w danym roku, ponieważ to właśnie zapotrzebowanie szczytowe decyduje o potrzebach rozbudowy infrastruktury przesyłowej.

Obecnie w zakresie zapotrzebowania na usługę przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego na najbliższe 10 lat pod uwagę brane są dwa scenariusze, tj. scenariusz optymalnego rozwoju (OR – optimal expansion scenario) i scenariusz umiarkowanego wzrostu (UW – moderate increase scenario), i oczekuje się, że będą one stanowić granice, pomiędzy którymi ukształtuje się rzeczywiste zapotrzebowanie na wskazaną usługę. W tych scenariuszach uwzględniono takie czynniki jak:

- prognozy PKB,
- potencjalne „ścieżki” ceny gazu,
- zmian demograficzne i postęp gazyfikacji, wybrany na podstawie analiz dostępnych źródeł oraz informacji uzyskanych od spółek dystrybucyjnych,
- produkcję energii elektrycznej i ciepła na bazie paliwa gazowego – rozwój elektroenergetyki,
- zawarte umowy o przyłączenie do sieci.

Zróżnicowane wolumeny przesyłanego przez system przesyłowy gazu w poszczególnych scenariuszach są wynikiem analizy zapotrzebowania sektora energetyki na paliwo gazowe. Należy zauważyć, że dynamiczne zmiany w obszarze elektroenergetyki wymagają prowadzenia ciągłych analiz zapotrzebowania na gaz i mogą znacząco wpływać na prognozę. Wpływ pozostałych sektorów jest mniej dynamiczny. Na rysunku 19 przedstawiono jak kształtuje się wolumen w poszczególnych latach dla obu scenariuszy. Linia w kolorze żółtym obrazuje wolumen dla scenariusza optymalnego rozwoju, linia zielona dla scenariusza umiarkowanego rozwoju, zaś przerywana fioletowa linia obrazuje prognozę z *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*.

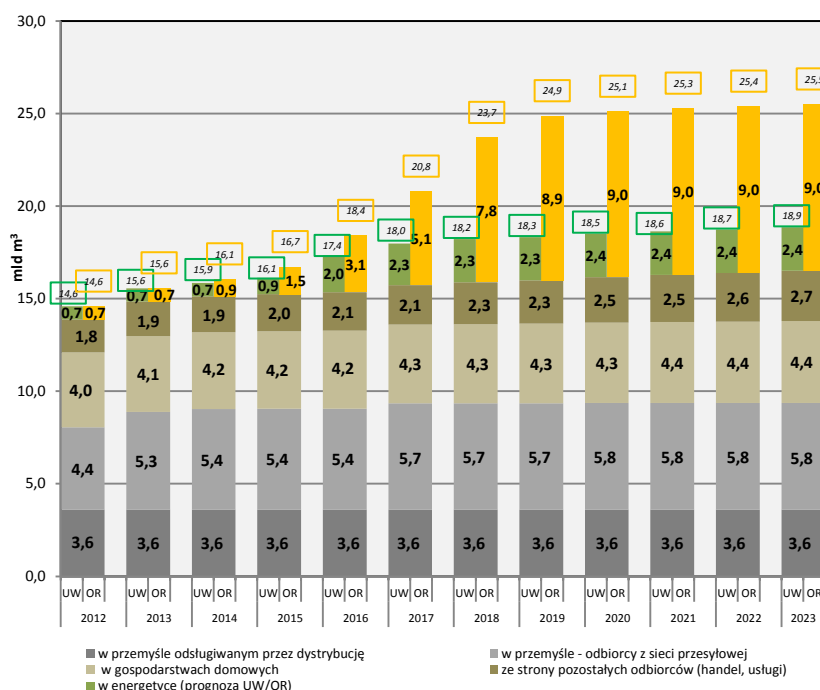
**Rysunek 19.** Prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System SA na lata 2014–2023.

Na rysunku 20 zobrazowano zapotrzebowanie na usługę przesyłową w podziale na odbiorców w obu scenariuszach UW i OR. Kolor ciemnoszary reprezentują odbiorcy przemysłowi obsługiwani przez dystrybucję, kolor jasnoszary to odbiorcy przemysłowi z sieci przesyłowej, kolor jasnooliwkowy to odbiorcy w gospodarstwach domowych, kolor ciemnooliwkowy (khaki) to zapotrzebowanie ze strony pozostałych odbiorców (handel i usługi), natomiast kolor żółty i zielony to zapotrzebowanie elektroenergetyki (prognoza UW/OR).

**Rysunek 20.** Prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową w podziale na odbiorców



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System SA na lata 2014–2023.

W scenariuszu Umiarkowanego Wzrostu w stosunku do scenariusza bazowego (z *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*) szacuje się wzrost udziału produkcji energii elektrycznej z paliwa gazowego w perspektywie 2020 r. z przewidywanych w wariantcie bazowym 8,4 TWh do poziomu około 12,6 TWh. Zostało to potwierdzone wyborem wykonawców inwestycji dla kilku nowych elektrociepłowni o mocy około 1 040 MW, z którymi OSP podpisał umowy o przyłączenie do systemu przesyłowego i rozpoczął proces inwestycyjny w zakresie budowy przyłączenia (stacja pomiarowa i połączenie z gazociągiem przesyłowym). Prognoza bazowa zakładała w tym czasie zaledwie 600 MW mocy wytwórczych opartych na gazie. Wzrost zapotrzebowania na paliwo gazowe będzie wpływał na zwiększenie wolumenu usługi przesyłowej w ciągu najbliższych lat (do roku 2020) o około 1,6 mld m<sup>3</sup>.

Natomiast scenariusz Optymalnego Rozwoju jest oparty na bardziej optymistycznej niż w scenariuszu Umiarkowanego Wzrostu ocenie wzrostu zapotrzebowania na usługę przesyłową, szczególnie z zakresu potrzeb sektora elektroenergetycznego. Scenariusz ten przewiduje wzrost do 2020 r. produkcji elektrycznej z paliwa gazowego do poziomu około 42,5 TWh. Oznacza to znaczny przyrost w stosunku do prognozy produkcji energii elektrycznej zawartej w prognozie bazowej. Dla celów opracowania scenariusza przeanalizowano wszystkie zgłoszenia dotyczące budowy gazowych bloków energetycznych, uwzględniono stopień zaangażowania inwestorów w rozmowy związane z realizacją przyłączy do tych obiektów, a także informacje medialne mówiące o planowanych technologiach w budowanych obiektach i stanie zaawansowania prac. Na podstawie tych analiz oszacowano przyrost mocy gazowych jednostek wytwórczych na poziomie 6 100 MW, a co za tym idzie wzrost ilości gazu przesyłanego w systemie o około 8,1 mld m<sup>3</sup>.

## Tranzyt

Polska z racji swojego położenia geograficznego, a także istniejącej i planowanej infrastruktury w systemie przesyłowym ma predyspozycje do pełnienia istotnej roli w międzynarodowym przesyłaniu gazu. Od wielu już lat przez terytorium Polski realizowany jest przesył gazu rosyjskiego na rynki krajów Europy Zachodniej przy wykorzystywaniu początkowo dedykowanego do tych celów Systemu Gazociągów Tranzytowych. Dzięki przejściu funkcji operatora na tym gazociągu OGP Gaz-System SA umożliwił przesyłanie gazu gazociągiem w kierunku rewersyjnym (przesyłanie wirtualne), zarówno do odbiorców krajowych jak i zagranicznych. W związku z powyższym od końca 2012 r. realizowany jest

przesył gazu z kierunku Niemiec do Ukrainy. Sygnały otrzymywane dotychczas z kierunku Ukrainy wskazują na duże zainteresowanie importem gazu z wykorzystaniem polskiego systemu przesyłowego, a wskazywana w rozmowach oczekiwana wielkość importu może wynosić nawet do 5 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Z punktu widzenia transgranicznego przesyłania gazu przez terytorium Polski obiecujące mogą być również perspektywy związane z budowanym obecnie w Świnoujściu terminalem skroplonego gazu ziemnego oraz planowanym rozpoczęciem importu LNG. Dzięki rozbudowanej infrastrukturze wewnętrznej i połączeniom międzysystemowym dostęp do terminala będą mogli mieć odbiorcy z krajów CEE oraz krajów bałtyckich.

Dotychczas zainteresowanie pozyskaniem gazu z kierunku Polski wyraziło szereg podmiotów z krajów sąsiadujących, którzy są odbiorcami gazu lub prowadzą działalność w obszarze obrotu. Można tu w szczególności wymienić podmioty z Czech i Słowacji, które odpowiedziały na akcję ankietową zorganizowaną w ramach prowadzonych wspólnie z operatorami systemów w Czechach i Słowacji prac nad połączeniami tych systemów z systemem OGP Gaz-System SA. Na podstawie przeprowadzonych ankiet oraz oceny potencjału rynku zapotrzebowanie na przesyłanie gazu do tych krajów oszacowane zostało na poziomie:

- Polska → Czechy 5 mld m<sup>3</sup>/rok i 13,7 mln m<sup>3</sup>/d,
- Polska → Słowacja 4,7 mld m<sup>3</sup>/rok i 12,9 mln m<sup>3</sup>/d.

Poza powyższymi kierunkami przesyłania analizowane są również możliwości przesyłania gazu na Litwę i do pozostałych krajów bałtyckich. Wyniki przeprowadzonych prac wskazują, że potencjalne wielkości przesyłania gazu mogą wynosić 2,4 mld m<sup>3</sup>/rok i 6,5 mln m<sup>3</sup>/d. Ilości większe odpowiadają sytuacji, w której przeprowadzone zostaną w tych krajach działania związane z integracją systemów przesyłowych.

W związku z budową Terminala LNG w Świnoujściu w analizach brane jest również pod uwagę perspektywiczne przesyłanie gazu w kierunku Niemiec z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury lub potencjalnego nowego połączenia w rejonie północno-zachodniej Polski.

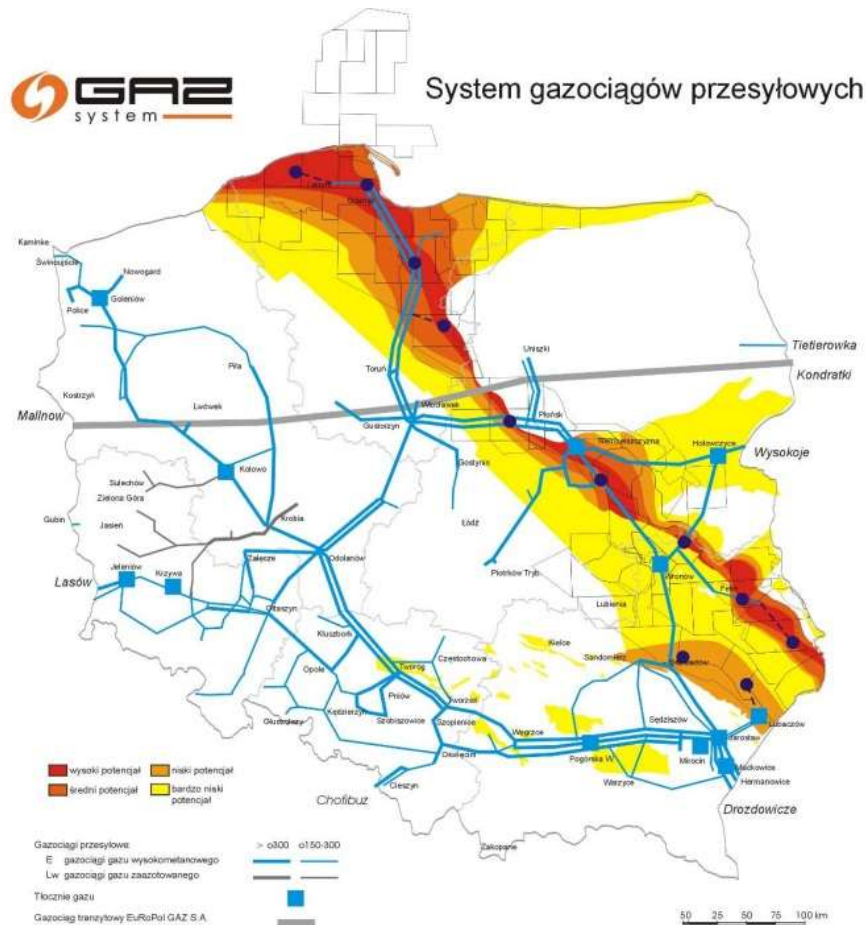
## Kierunki dostaw

Zapotrzebowanie na gaz w kraju pokrywane jest gazem pozyskiwanym z kopalń zlokalizowanych na terenie Polski oraz gazem importowanym. Z uwagi na ograniczone zasoby własne, w strukturze dostaw dominuje gaz pochodzący z importu. Import od wielu lat realizowany jest mniej więcej na zbliżonym poziomie wynoszącym ok. 10-11 mld m<sup>3</sup>/rok, co stanowi ponad 75% całkowitego rocznego wolumenu gazu dostarczanego systemem przesyłowym do odbiorców. Dostępność obecnie rozpoznanych zasobów gazu pozwala ocenić, że w przyszłości sytuacja dostaw będzie wyglądać podobnie, przy czym w najbliższych latach udział importu w dostawach gazu może rosnąć. Zmiany w strukturze dostaw może przynieść dynamiczny rozwój wydobycia gazu z nowych złóż niekonwencjonalnych, które obecnie są na etapie rozpoznawania.

Na koniec 2010 r. szacowano, że Polska posiada wydobywalne zasoby gazu ziemnego w ilości ok. 95,1 mld m<sup>3</sup> gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Roczny wskaźnik szczyptywania złóż kształtuje się na poziomie 4% rocznie. Z uwagi na uruchamianie nowych odwiertów (ale o stosunkowo niewielkiej produkcji gazu) przewiduje się, że w najbliższym okresie wolumen wydobycia gazu pochodzącego ze źródeł konwencjonalnych nie powinien ulec istotnym zmianom. Jednocześnie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, w ramach działań wskazanych jako niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, wskazuje na zwiększenie możliwości wydobywczych gazu ziemnego. Niemniej jednak w analizach założono, że wydobycie gazu ze źródeł krajowych pozostanie na takim samym poziomie.

Oprócz konwencjonalnych złóż gazu ziemnego, na terytorium Polski rozpoznane zostały struktury geologiczne, w których obecny może być gaz ziemny zawarty w skałach ilasto mułowcowych, czyli gaz łupkowy (shale gas) oraz gaz zamknięty (tight gas), występujący najczęściej w piaskowcach. Obszar występowania gazu łupkowego pokazano na rysunku 21. Ponadto potencjalnie możliwe jest również odzyskiwanie gazu z pokładów węgla. Wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych mogłoby przynieść istotne zmiany w krajowym bilansie gazu i wpłynąć na ograniczenie importu oraz poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski.

**Rysunek 21.** Obszary występowania gazu łupkowego



Źródło: Plan rozwoju OGP Gaz-System SA na lata 2014–2023.

Najnowsze szacunki ilości gazu niekonwencjonalnego, możliwych do wydobycia w ciągu najbliższych lat, pochodzą z „Oceny Skutków Regulacji projektu ustawy o zmianie ustawy prawo geologiczne i górnicze”, opracowanej przez Ministerstwo Środowiska. W dokumencie tym zdefiniowano dwa scenariusze wydobycia: prosty i alinearny. W scenariuszu prostym określono, że wydobycie zacznie się za 3 lata, a w 2018 r. można spodziewać się około 0,5 mld m<sup>3</sup> gazu i dalej w 2023 r. około 0,8 mld m<sup>3</sup>. W scenariuszu alinearnym w 2023 r. wydobycie może wynieść około 3,0 mld m<sup>3</sup>.

W związku z powyższym podstawowym źródłem zwiększonego zapotrzebowania na gaz będzie nadal jego import. Biorąc pod uwagę dostawy gazu ze źródeł krajowych na stałym, niezmiennym poziomie, w analizach scenariuszy możliwych kierunków zasilania systemu przesyłowego zakłada się, że do 2023 r. znaczenie importu gazu będzie rosnąć. W zależności od scenariusza zapotrzebowanie odbiorców może wynosić 18,2-23,7 mld m<sup>3</sup> w 2018 r. oraz 18,9-25,5 mld m<sup>3</sup> w 2023 r. Potrzeby te będą w znacznej mierze pokrywane gazem importowanym. W związku z powyższym analizowane są uwarunkowania budowy, w dalszej perspektywie czasowej, nowych połączeń międzysystemowych, a wśród nich:

- budowa połączenia polskiego i czeskiego systemu przesyłowego (perspektywa 2018). Projekt zakłada budowę nowego połączenia systemów Polski i Czech o przepustowości ok. 6,5 mld m<sup>3</sup>/rok w ramach Korytarza Północ-Południe. Zgodnie z założeniami połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Projekt znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych prowadzonych wspólnie z operatorem czeskiego systemu przesyłowego. Zgodnie z aktualnym harmonogramem połączenie to może być zrealizowane do 2018 r.,
- budowa połączenia polskiego i słowackiego systemu przesyłowego (perspektywa 2019). Projekt zakłada budowę połączenia systemów Polski i Słowacji o przepustowości ok. 5,7 mld m<sup>3</sup>/rok w ramach Korytarza Północ-Południe. Zgodnie z założeniami połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Projekt znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych prowadzonych

- wspólnie z operatorem słowackiego systemu przesyłowego. Zgodnie z aktualnym harmonogramem połączenie to może być zrealizowane do 2019 r., niemniej, w przypadku braku potwierdzenia realizacji połączenia Polska-Czechy, połączenie Polska-Słowacja może być zrealizowane wcześniej (do 2018 r.), a wraz z nim inwestycje tworzące południowy odcinek Korytarza Północ-Południe,
- zwiększenie możliwości importu gazu z kierunku Niemiec (perspektywa 2018). W zależności od warunków rynkowych oczekiwane może być zapewnienie większych niż obecnie przygotowywane przepustowości pomiędzy niemieckimi obszarami rynkowymi Gaspool/NCG oraz krajowym obszarem rynkowym. Możliwe to będzie poprzez zwiększanie przepustowości istniejących lub budowę nowych punktów połączeń międzysystemowych. Prace w tym zakresie znajdują się na wczesnym etapie analiz. Na podstawie aktualnej oceny, potrzeby zwiększenia przepustowości mogą się pojawić przed 2018 r., co jednak będzie wcześniej potwierdzane w drodze konsultacji rynkowych,
  - budowa połączenia polskiego i litewskiego systemu przesyłowego (perspektywa 2023). Projekt zakłada budowę nowego połączenia systemów Polski i Litwy o przepustowości ok. 2,4-4,1 mld m<sup>3</sup>/rok. Zgodnie z założeniami połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Projekt znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych prowadzonych wspólnie z operatorem litewskiego systemu przesyłowego. Zgodnie z aktualnym harmonogramem połączenie to może być zrealizowane w okresie 2019–2023,
  - rozbudowa mocy regazyfikacyjnych terminala LNG w Świnoujściu (perspektywa 2023). Zgodnie z wstępnymi założeniami projektowymi terminal ma możliwość rozbudowy mocy regazyfikacyjnych do wielkości ok. 7,5 mld m<sup>3</sup>/rok, które w zależności od zapotrzebowania rynkowego mogłyby zostać udostępnione jeszcze przed 2020 r. Dzięki rozbudowie terminala możliwe będzie zapewnienie dostępu do globalnego rynku gazu odbiorcom zlokalizowanym w Polsce i pozostałych krajach Europy Środkowo-Wschodniej,
  - budowa połączenia polskiego i duńskiego systemu przesyłowego – Baltic Pipe (perspektywa 2023). Projekt zakłada budowę połączenia systemów Polski i Danii, które powinno umożliwić w przyszłości bezpośrednie dostawy gazu ze złóż Morza Północnego do Polski i pozostałych krajów Europy Środkowo-Wschodniej. Parametry projektu nie są jeszcze zdefiniowane, gdyż na chwilę obecną brakuje wystarczających danych o wielkości zapotrzebowania na przesyłanie gazu w tym kierunku. Należy się spodziewać, że w miarę wzrostu zapotrzebowania na gaz, jak i postępującego procesu integracji systemów przesyłowych w tym regionie, bezpośrednie dostawy z Morza Północnego będą mogły stanowić interesujący kierunek przesyłania gazu zarówno dla odbiorców, jak i dostawców. Projekt obecnie znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych prowadzonych we współpracy z operatorem duńskiego systemu przesyłowego.
- Powyższe zadania inwestycyjne są ujęte w projekcie Planu Rozwoju na lata 2014–2023 i prace związane z nimi będą kontynuowane w najbliższych latach. Decyzje inwestycyjne będą podejmowane z uwzględnieniem realizowanego wariantu prognozy zapotrzebowania na gaz i związanego z nim scenariusza rozwoju systemu przesyłowego.

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

Prowadzone w 2013 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<sup>37)</sup>. W wydawanych koncesjach OGZ zamieszczany jest warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego.

- **taryf**

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych realizowane jest również pośrednio w procesie taryfowania przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie postępowań taryfowych 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 SA wskazują, że zatwierdzone taryfy umożliwiły finansowanie zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych.

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

Operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, połączonych przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych. Tworzenie takich planów 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.

- **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 właściwemu do spraw 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.

- **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. Ma ono na celu określenie uzasadnionego poziomu nakładów inwestycyjnych, który zapewnia minimalizację nakładów i kosztów przez nie ponoszonych tak, aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla paliw gazowych, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

- **ustalania w drodze decyzji wielkości obowiązkowych zapasów paliw gazowych oraz monitorowanie utrzymywania tych zapasów**

Powyższe jest dla Regulatora kolejnym źródłem informacji istotnych z punktu widzenia oceny bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Celem 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 rozporządzeniu w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Wielkości te 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 przywołanego rozporządzenia, w latach 2010–2014 maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie może być wyższy niż 70%.

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

---

<sup>37)</sup> Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

W 2013 r. Prezes URE przeprowadził po raz kolejny monitoring stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego zrealizowanych przez koncesjonariuszy, dotyczący wypełniania ww. obowiązku w 2012 r. Badaniem objętych było 27 koncesjonariuszy, którzy w 2012 r. posiadali koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą. W wyniku przeprowadzonego badania poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy ustalono, że sześciu koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego. Przywóz ten obejmował zarówno import, jak i nabycie wewnątrzspółnotowe. Jednocześnie trzech koncesjonariuszy dokonało przywozu gazu ziemnego przy użyciu mechanizmu rewersu wirtualnego. Natomiast dwudziestu jeden koncesjonariuszy poinformowało, że nie dokonało w ramach posiadanych koncesji OGZ przywozu gazu ziemnego z zagranicy w 2012 r., ani w ramach importu, ani w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego.

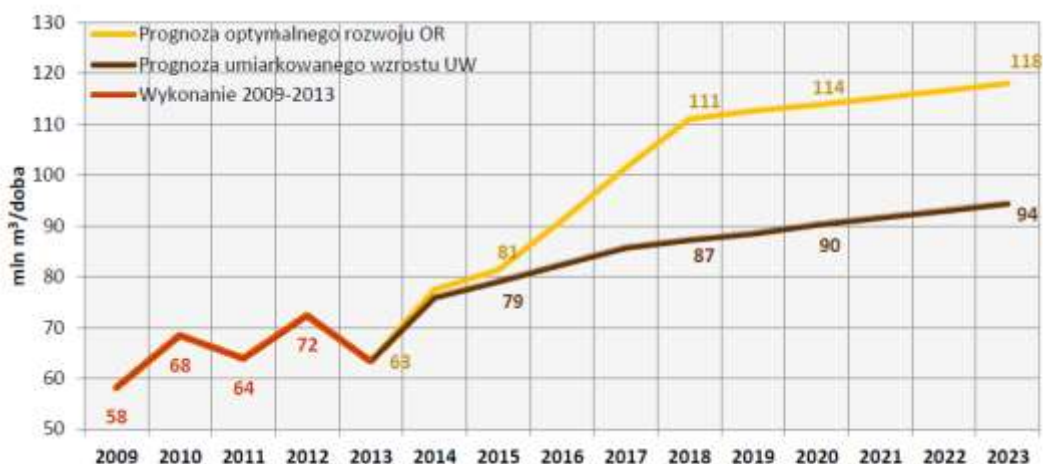
Na podstawie informacji przedstawionych przez koncesjonariuszy stwierdzono, że czterech koncesjonariuszy nie wypełniło obowiązku dywersyfikacji źródeł gazu. W stosunku do tych przedsiębiorców zostaną wszczęte postępowania w sprawie wymierzenia kary na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne za nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy, a tym samym naruszenie warunków koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą.

• **ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego wprowadzone w 2013 r.**

W 2013 r. nie były wprowadzane ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego.

Istotne znaczenie dla rozbudowy systemu przesyłowego ma prognoza zapotrzebowania szczytowego warunkująca utrzymanie bezpiecznej pracy systemu w każdych warunkach i zabezpieczenie dostaw o odpowiednich parametrach gazu (moc i ciśnienie) do wszystkich klientów zgodnie z podpisanymi umowami. Na rysunku 22 przedstawiono prognozowany wzrost zapotrzebowania szczytowego w systemie przesyłowym dla lat obowiązywania nowego planu rozwoju OGP Gaz-System SA w dwóch rozpatrywanych scenariuszach.

**Rysunek 22.** Prognoza zapotrzebowanie szczytowego w systemie krajowym w kolejnych latach obowiązywania planu rozwoju OGP Gaz-System SA



Źródło: Dokument z konsultacji publicznych Planu Rozwoju OGP Gaz-System SA, lipiec 2013 r.

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

## **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 dyrektywy 2009/72/WE oraz 2009/73/WE**

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

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

Ponadto Prezes URE został zobowiązany do sporządzenia we współpracy z Prezesem UOKiK zbioru praw konsumenta energii. Dokument ten zawiera praktyczne informacje o prawach konsumentów energii elektrycznej i paliw gazowych. Stosownie do przepisów ustawy – Prawo energetyczne kopia tego dokumentu musi być dostarczona każdemu odbiorcy w gospodarstwie domowym. Obowiązek ten nałożono na sprzedawcę energii elektrycznej i sprzedawcę paliw gazowych, którzy ponadto muszą zapewnić publiczny dostęp do tego dokumentu. Jednocześnie Prezes URE został zobowiązany do ogłoszenia zbioru praw w Biuletynie Informacji Publicznej URE. W czwartym kwartale 2013 r. Prezes URE we współpracy z Prezesem UOKiK, dokonując konsultacji z Federacją Konsumentów i Stowarzyszeniem Konsumentów Polskich oraz przedstawicielami sprzedawców i operatorów systemów dystrybucyjnych przygotował odrębnie Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej i Zbiór Praw Konsumenta Paliw Gazowych. Kopie tych dokumentów zostały zamieszczone na stronie internetowej URE w BIP URE.

#### **Prawo konsumentów do zawierania umów gwarantujących uczciwe i znane z góry warunki dotyczące 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 odbywa się na podstawie umowy, którą przedsiębiorstwo ma obowiązek zawrzeć. Przedsiębiorstwo to ma również obowiązek zawrzeć z podmiotem przyłączanym do sieci umowę o przyłączenie, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i odbioru. Na mocy przepisów ustawy – Prawo energetyczne sprzedawca z urzędu zobowiązany jest do świadczenia usługi kompleksowej i zawarcia umowy kompleksowej (umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji), na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy. Przedsiębiorstwa świadczące usługi magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego są również ustawowo zobowiązane do zawierania z odbiorcami umów, na podstawie których usługi te mają być świadczone.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne określają minimalny katalog obszarów, 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. 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.

Odbiorca w gospodarstwie domowym, który zawarł umowę poza lokalem przedsiębiorstwa (m.in. w domu, mieszkaniu lub w każdym innym miejscu poza lokalem przedsiębiorstwa, np. na ulicy, czy zorganizowanym pokazie), może od niej odstąpić bez podania przyczyny, składając na piśmie, w terminie 10 dni od zawarcia umowy, stosowne oświadczenie przedsiębiorstwu energetycznemu, z którym zawarta została dana umowa. Oświadczenie to może być złożone osobiście w siedzibie przedsiębiorstwa lub listownie, najlepiej ze zwrotnym potwierdzeniem odbioru, przed upływem tego terminu. Wyjątek stanowi sytuacja, w której odbiorca energii nie otrzyma informacji na piśmie o prawie odstąpienia od umowy. Wówczas bieg dziesięciodniowego terminu nie rozpoczyna się. W tym przypadku konsument może odstąpić od umowy w terminie 10 dni od dnia uzyskania informacji o prawie do odstąpienia. Konsument nie może jednak z tego powodu odstąpić od umowy po upływie 3 miesięcy od jej wykonania. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku umów zawieranych na odległość.

### **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 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 informacją 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 rozporządzenia wykonawczego do ustawy – Prawo energetyczne:

- 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

Odbiorcy w gospodarstwach domowych mają także możliwość wystąpienia do działających przy Inspekcji Handlowej stałych polubownych sądów konsumenckich. Opłaty za zapis nie są wygórowane. Od września 2013 r. rozszerzone zostały kompetencje sądów polubownych, działających na podstawie ustawy z 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej, o właściwość w zakresie rozstrzygania sporów w sprawach wynikłych z umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji

i umów kompleksowych oraz umów o przyłączenie do sieci, zawieranych pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym.

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

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

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

### **Obowiązki przedsiębiorstw 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 pięciu dużych OSD elektroenergetycznych, których sieci są przyłączone do sieci przesyłowej oraz jeden duży OSD gazowy. Natomiast spółki obrotu („sprzedawcy zasiedziali”) zostały na mocy ustawy – Prawo energetyczne 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. W 2013 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.

Na rynku energii elektrycznej działa ponad 150 sprzedawców, którzy funkcjonują jako pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące jednocześnie usługi dystrybucyjne. Na rynku paliw gazowych działa natomiast ok. 20 sprzedawców.

### **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. Jednocześnie zapewniono gminom środki na wypłatę ww. dodatków. Środki te pochodzą będą z dotacji celowej z budżetu państwa.

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 albo sprzedawca, który świadczy usługę kompleksową wystawiając konsumentowi fakturę, w rozliczeniu dołączonym do faktury, powinien przedstawić informacje m.in. na temat:

- 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 czy 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.

## 5.2. Rozstrzyganie sporów

Prezes URE wykonuje swoje uprawnienia do rozstrzygania sporów, przewidziane w treści art. 37 ust. 11 dyrektywy 2009/72/WE i art. 41 ust. 11 dyrektywy 2009/73/WE, na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z powyższym przepisem, Prezes URE rozstrzyga tylko w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii. Należy zauważyć, że ww. zakres spraw dotyczy enumeratywnie wskazanych przypadków w zakresie umów i odnosi się tylko i wyłącznie do przyszłych stosunków umownych między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami. Decyzje Prezesa URE podlegają kontroli Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

W 2013 r. większość postępowań prowadzonych w oparciu o ten przepis dotyczyło odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (głównie odnawialnych źródeł energii) ze względu na brak warunków technicznych lub ekonomicznych. Przyłączenie do sieci gazowej było znacznie rzadziej przedmiotem postępowania przed Prezesem URE. Ponadto Prezes URE rozstrzygał spory w zakresie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji.

W kwestiach związanych z przyłączaniem do sieci elektroenergetycznej odnotowano skargi i wnioski w większości dotyczące przedłużającego się terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci. Jako przyczynę niedotrzymania terminu realizacji umowy przedsiębiorstwa wskazywały najczęściej na trudności w zgromadzeniu stosownej dokumentacji i uzyskaniu wymaganych prawem pozwoleń, problemy związane z usytuowaniem urządzeń przedsiębiorstw na nieruchomościach gruntowych osób prywatnych (kwestia ustanowienia stosownej służebności) oraz niezrealizowanie przez podmiot przyłączany do sieci obowiązków nałożonych na niego w umowie o przyłączenie.

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