

Biuletyn

Urzędu Regulacji Energetyki

w numerze:



- Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r.

02/2017

NR 2 (100) 30 czerwca 2017 ISSN 1506-090X



Urząd Regulacji
Energetyki

Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu	3
Słowo wstępne Prezesa URE	4
Wprowadzenie	5
Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna gospodarki paliwami i energią	6
1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE	6
2. Organizacja i funkcjonowanie urzędu	15
3. Zatrudnienie i kwalifikacje	16
4. Budżet	17
4.1. Dochody	17
4.2. Wydatki	18
5. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE	19
6. Kontrola działalności Prezesa URE przez NIK oraz inne instytucje kontrolne	25
7. Kontrola zarządcza	27
Część II. Elektroenergetyka	28
1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna	28
1.1. Rynek hurtowy	28
1.2. Rynek detaliczny	35
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych	38
2.1. Koncesje	38
2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	41
3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	44
4. Certyfikat niezależności	45
5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	46
6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów	46
6.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych	46
6.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci	54
6.3. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci	58
6.4. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy	65
6.5. Ocena realizacji Programów Zgodności	68
7. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT	70
8. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	72
8.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego	72
8.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych	77
8.3. Uzgadnianie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego	78
8.4. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw	81
8.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze	82
8.6. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej	82
Część III. Gazownictwo	84
1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna	84
1.1. Rynek hurtowy	84
1.2. Rynek detaliczny	87
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych	88
2.1. Koncesje	88
2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	93
3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych	101
4. Certyfikaty niezależności	104
5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci	105
6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów	106
6.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji	106
6.2. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci	110
6.3. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy	112
6.4. Ocena realizacji Programów Zgodności	113

7. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	114
7.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych	114
7.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	120
7.3. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego	124
7.4. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego	125
7.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego	126
7.6. Kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej operatora systemu przesyłowego gazowego ich obowiązków	129
7.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego	130
7.8. Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego	133

Część IV. Współpraca międzynarodowa i unijny rynek energii	140
1. Kierunki współpracy międzynarodowej	140
2. Budowa zintegrowanego rynku energii elektrycznej	143
2.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej (ERI)	143
2.2. Zagadnienie nieplanowych przepływów energii elektrycznej	144
2.3. Współpraca z właściwymi organami w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami	146
3. Budowa zintegrowanego rynku gazu ziemnego państw UE	149
3.1. Rynki i inicjatywy regionalne gazu ziemnego	149
3.2. Współpraca w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci i wytycznych ramowych	152
4. Realizacja obowiązków dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej	154
5. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT	154

Część V. Ciepłownictwo	155
1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna	155
1.1. Lokalne rynki ciepła	155
1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła	156
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych	157
2.1. Koncesje	157
2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania	158
2.3. Inne działania	159
3. Wybrane aspekty zaopatrzenia w ciepło w kontekście ochrony powietrza i środowiska	160

Część VI. System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej	162
1. Aukcyjny System Wsparcia	162
2. Wydawanie i umarzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia	164
3. Kontrola realizacji obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji	167
4. Przetargi Prezesa URE na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej	171
5. Wydawanie i umarzenie świadectw efektywności energetycznej	175
6. Kontrola realizacji obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej	176
7. Kalkulacja stawki opłaty OZE	179
8. Ustalanie jednostkowych opłat zastępczych	180
9. Efekt zachęty	180
10. Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii	181
11. Inne nowe obowiązki wynikające z nowej ustawy o efektywności energetycznej	182

Część VII. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe	183
1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna	183
1.1. Charakterystyka rynku	183
1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania	184
1.3. Rejestr podmiotów przywożących	188
2. Monitorowanie rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych	188
3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego	190

Część VIII. Inne zadania Prezesa URE	191
1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych	191
1.1. Kontrola stosowania taryf	191
1.2. Działania interwencyjne – przykłady	192
1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych	195
2. Kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla	197
3. Nakładanie kar pieniężnych	197
4. Rozstrzygnięcie sporów i skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych	200
5. Statystyka publiczna	203
6. Publikowanie wskaźników cenowych	203
6.1. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalna)	203
6.2. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokospirawnej kogeneracji	204
6.3. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji	205
6.4. Wskaźnik referencyjny ustalany dla potrzeb kalkulacji taryf	205
6.5. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych	206
6.6. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży	206
6.7. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy	207
6.8. Średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem (JWCD)	208
7. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych	208

Część IX. Komunikacja społeczna i działania na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy	209
1. Formalne środki prawne na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy	209
2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz z organizacjami konsumenckimi	211
3. Upowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta	213
3.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych	213
3.2. Działalność informacyjno-edukacyjna	215
4. Współpraca ze środkami masowego przekazu	220

Część X. URE w liczbach – działalność regulacyjna URE i OT URE	222
-----------------------------------------------------------------------------	-----

Część XI. Uwagi końcowe	225
--------------------------------------	-----

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
dyrektywa 2009/72/WE	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz. U. UE L 2009.211.55)
dyrektywa 2009/73/WE	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. U. UE L 2009.211.94)
ENTSO-E	The European Network of Transmission System Operators for electricity – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	The European Network of Transmission System Operators for gas – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG S.A.	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej
GUS	Główny Urząd Statystyczny
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
KDT	Kontrakty długoterminowe
kpa	ustawa z 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2016 r. poz. 23)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	Liquefied Natural Gas – Skroplony Gaz Ziemny
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OREO	Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego

OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PGNiG OD Sp. z o.o.	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
Prezes ARR	Prezes Agencji Rynku Rolnego
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PTPIREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
rozporządzenie 347/2013	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. U. UE L 2013.115.39)
rozporządzenie 543/2013	rozporządzenie Komisji Europejskiej (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz. U. UE L 2013.163.1)
rozporządzenie 713/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 2009.211.1)
rozporządzenie 714/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE L 2009.211.15 z późn. zm.)
rozporządzenie 715/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. U. UE L 2009.211.36 z późn. zm.)
rozporządzenie 994/2010	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE (Dz. U. UE L 2010.295.1)

rozporządzenie 2015/1222	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015 r.)
rozporządzenie BAL	rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (OJ L 91, 27.03.2014)
rozporządzenie CAM	rozporządzenie Komisji (UE) nr 984/2013 z 14 października 2013 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uzupełniającego rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 (OJ L 273, 15.10.2013)
rozporządzenie IO	rozporządzenie Komisji (UE) nr 703/2015 z 30 kwietnia 2015 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (OJ L 113, 1.05.2015)
rozporządzenie paliwowe	rozporządzenie Ministra Energii z 15 grudnia 2016 r. w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeladunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywozujących (Dz. U. z 2016 r. poz. 2039)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 2011.326.1)
rozporządzenie z 4 września 2012 r.	rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 września 2012 r. w sprawie sposobu obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej oraz wysokości jednostkowej opłaty zastępczej (Dz. U. z 2012 r. poz. 1039)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	Third Party Access – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska

UOKIK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
URE, urząd	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa ADR	ustawa z 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823)
ustawa OZE	ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r. poz. 478 z późn. zm.)
ustawa – Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220 z późn. zm.)
ustawa nowelizująca	ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984)
ustawa zmieniająca	ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104)
ustawa z 7 lipca 2016 r.	ustawa z 7 lipca 2016 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1052 i 1165)
ustawa z 22 lipca 2016 r.	ustawa z 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1165 i 1986)
ustawa z 30 listopada 2016 r.	ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1986)
ustawa o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2015 r. poz. 775 z późn. zm.)
ustawa o efektywności energetycznej dotychczasowa	ustawa z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r. poz. 831)
ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2015 r. poz. 2167 z późn. zm.)
ustawa o rozwiązaniu KDT	ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2007 r. Nr 130, poz. 905 z późn. zm.)
ustawa o statystyce	ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2016 r. poz. 1068 z późn. zm.)
ustawa o swobodzie działalności gospodarczej	ustawa z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2016 r. poz. 1829 z późn. zm.)
ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1928 z późn. zm.)

ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2015 r. poz. 2164 z późn. zm.)
ustawa o zapasach	ustawa z 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2016 r. poz. 1899 z późn. zm.)



Szanowni Państwo,

Z przyjemnością przekazuję w Państwa ręce najnowsze Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

2016 rok zapisał się jako czas intensywnych zmian w krajowej energetyce, związanych przede wszystkim z koncesjonowaniem paliw ciekłych czy przeprowadzeniem pierwszych aukcji OZE.

Od połowy ubiegłego roku wprowadzono wiele zmian w obszarze zasad udzielania i cofania koncesji w zakresie paliw ciekłych. W życie wszedł tzw. Pakiet paliwowy, w ramach którego wprowadzono definicję paliw ciekłych w ustawie Prawo energetyczne. Wykaz paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeladunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących określiło dopiero rozporządzenie ministra energii z 15 grudnia 2016 r.

2016 to rok, w którym po raz pierwszy przygotowano i przeprowadzono aukcje na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii.

Cztery aukcje prowadzone za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej, które odbyły się 30 grudnia ub.r., stanowiły duże wyzwanie zarówno dla Urzędu, jak i sektora związanego z odnawialnymi źródłami energii.

Z perspektywy regulatora rynku energii ubiegły rok to także czas istotnych zmian na rynku gazu. Ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw określa harmonogram i odchodzenie od cen regulowanych gazu. Jednak uwalnianie cen dla poszczególnych grup odbiorców będzie następować sukcesywnie; w różnych terminach i przygotowując kolejne grupy odbiorców na te zmiany.

Od 1 października 2016 r. zmianie uległy również zasady realizacji obowiązku w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej, w związku z wejściem w życie ustawy z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. W nowelizacji zrezygnowano z przeprowadzania przetargu, na podstawie którego Prezes URE dokonywał wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Wspomniane wyżej zmiany to zaledwie część ważnych działań i decyzji realizowanych w ubiegłym roku, które były przedmiotem prac prowadzonych w Urzędzie Regulacji Energetyki. Całość prac podejmowanych przez polskiego regulatora z myślą o rozwoju rynku energii w Polsce przedstawia niniejsze Sprawozdanie, które jako Prezes Urzędu Regulacji Energetyki mam zaszczyt przedłożyć Państwu już po raz trzeci.

Zapraszam do lektury!



Maciej Bando
Prezes URE

Wprowadzenie

W Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2016 r. prezentowane zagadnienia odnoszą się do sposobu realizacji obowiązków wynikających przede wszystkim z ustawy – Prawo energetyczne oraz innych aktów prawnych, dotyczących spraw z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji ze szczególnym uwzględnieniem oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego. Mowa tu m.in. o ustawie o efektywności energetycznej, ustawie o biopaliwach, ustawie o rozwiązaniu KDT, ustawie o zapasach czy też ustawie o odnawialnych źródłach energii.

Dokument odnosi się również do sposobu realizacji coraz większej liczby zadań Prezesa URE wynikających z przepisów prawa europejskiego a przede wszystkim z rozporządzeń 714/2009 i 715/2009, a także z wydanych na ich podstawie rozporządzeń ustanawiających wytyczne Komisji Europejskiej oraz kodeksy sieciowe.

W praktyce działań regulacyjnych w 2016 r. podobnie jak w latach ubiegłych, Prezes URE konsekwentnie i odpowiedzialnie wypełniał misję zapewnienia równowagi interesów uczestników rynku paliw i energii w ramach realizowanej przez państwo polityki energetycznej, podporządkowaną takim nadrzędnym przesłankom jak bezpieczeństwo energetyczne, konkurencyjność gospodarki i zrównoważony rozwój.

Ubiegły rok to okres wielu zmian w krajowej energetyce, związanych przede wszystkim z koncesjonowaniem paliw ciekłych czy przeprowadzeniem pierwszych aukcji OZE.

Od połowy 2016 r. wprowadzono szereg zmian w obszarze zasad udzielania i cofania koncesji w zakresie paliw ciekłych. W życie wszedł tzw. Pakiet paliwowy, na który składa się nowelizacja ustaw o VAT i akcyzie, Prawa energetycznego oraz ustawy o zapasach paliw. Nadrzędnym celem Pakietu paliwowego jest walka z szarą strefą na tym rynku, zapobieganie wyłudzeniu podatku VAT w wewnątrzspółnotowym obrocie paliwami ciekłymi oraz ograniczenie negatywnego wpływu tego proceduru na funkcjonowanie rynku paliw płynnych. Nowe rozwiązania mają także unieemożliwić unikania i nieprzestrzegania obowiązku posiadania i prawidłowego prowadzenia koncesji Prezesa URE na obrót paliwami z zagranicą.

Jedną z najistotniejszych zmian było wprowadzenie definicji paliw ciekłych w ustawie – Prawo energetyczne oraz określenie, w drodze rozporządzenia ministra energii z 15 grudnia 2016 r., szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących. W terminie miesiąca od dnia wejścia w życie tego rozporządzenia, czyli do 16 stycznia 2017 r., przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność w zakresie paliw ciekłych, na podstawie koncesji wydanych przed dniem wejścia w życie tego rozporządzenia, miały obowiązek złożyć wniosek o udzielenie lub zmianę posiadanych koncesji.

Również rynek gazu ziemnego w Polsce podlegał w 2016 r. istotnym zmianom i jego liberalizacji. Wyrok organów Unii Europejskiej z 2015 r. wpłynął też na tempo tych przemian. Projekt liberalizacji krajowego rynku gazu i jego integracji z systemami europejskimi jest wydarzeniem o przełomowym znaczeniu. Ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw przewiduje rezygnację z regulowania cen gazu ziemnego i przedstawia jego harmonogram dla poszczególnych grup odbiorców.

Nowe rozwiązania stopniowo będą znosić obowiązek spoczywający obecnie na przedsiębiorstwach obrotu gazem ziemnym dotyczący ustalania i przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla gazu. Najpierw uwolnione zostaną ceny dla przedsiębiorstw obrotu, które sprzedają go na rynku hurtowym, w tzw. punkcie wirtualnym (np. na giełdzie towarowej), sprężonym gazem ziemnym CNG i skroplonym gazem ziemnym LNG oraz w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych. Od października 2017 r. uwolnione zostaną ceny dla pozostałych odbiorców, poza odbiorcami w gospodarstwach domowych. Ceny gazu dla tych odbiorców zostaną uwolnione dopiero od 1 stycznia 2024 r. Ten kilkuletni termin ma dać czas gospodarstwom domowym na stopniowe przystosowanie się do rynku i nauczyć korzystania z przysługujących im praw na konkurencyjnym rynku gazu.

Ubiegły rok był także kolejnym krokiem rozwoju energetyki ze źródeł odnawialnych w Polsce. Dużym wyzwaniem było przygotowanie i przeprowadzenie po kolejnych zmianach ustawy OZE i wyda-

nych pod koniec roku aktów wykonawczych pierwszych aukcji OZE. Aukcje prowadzone za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej odbyły się 30 grudnia ub.r. Już 4 marca 2016 r. Prezes URE wydał pierwsze zaświadczenie uprawniające do udziału w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Mechanizm aukcyjny ma na celu wspieranie instalacji wytwarzających energię elektryczną przy wykorzystaniu źródeł odnawialnych. Aukcję wygrywają uczestnicy aukcji, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – aż do wyczerpania ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii określonej w ogłoszeniu o aukcji. Pierwsza aukcja przeprowadzona pod koniec 2016 r. wzbudziła wielkie zainteresowanie, ale też i kontrowersje.

Wszystkie działania podejmowane przez Prezesa URE w roku ubiegłym zostały opisane w dalszych częściach Sprawozdania.

Przedkładany Ministrowi Energii dokument jest dziewiętnastym Sprawozdaniem przygotowanym przez Prezesa URE. Sprawozdanie zostało podzielone na jedenaście części, w których szczegółowo opisano działania podejmowane przez Prezesa URE zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym. W Sprawozdaniu opisano m.in. organizację i funkcjonowanie urzędu, a także wyniki kontroli, jakim podlegała działalność Prezesa URE. Przedstawiono również działania regulacyjne w poszczególnych podsektorach energetyki: elektroenergetyce, gazownictwie, ciepłownictwie i podsektorze paliw ciekłych.

Ponadto w „Uwagach końcowych” podjęto próbę oceny najważniejszych problemów sektora, a także przedstawiono zagadnienia i kwestie, które wymagają – według Prezesa URE – podjęcia działań, w tym legislacyjnych zmierzających do sprawnej i prawidłowej realizacji polskiej polityki energetycznej.



Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna gospodarki paliwami i energią



1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE

I. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej, utworzonym przez ustawę – Prawo energetyczne, w celu realizacji zadań z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Ustawa – Prawo energetyczne na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (kilkadziesiąt razy), czterokrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity (ostatnio 6 lutego 2017 r.¹⁾). Kolejne nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne czynią jej przepisy

coraz bardziej złożonymi, co skutkuje występowaniem licznych rozbieżności i wątpliwości interpretacyjnych. Ma to istotny wpływ na konieczność podejmowania decyzji nie tylko w złożonych stanach faktycznych, ale przede wszystkim prawnych.

Nieustające zmiany uwarunkowań zewnętrznych związanych z realizowaną przez Unię Europejską polityką przekładają się na regulacje krajowe, które wraz z przyjętą polityką energetyczną determinują poszerzanie obszarów podlegających właściwości rzeczowej Prezesa URE.

Zmiany ustawy – Prawo energetyczne, jak również nowelizacje pozostałych ustaw określających uprawnienia i obowiązki Prezesa URE (o czym niżej) modyfikują charakter i zakres kompetencji tego organu. Obecnie – na skutek m.in. postępującego rozwoju konkurencji na rynku energii i gazu – charakter zadań organu regulacyjnego ewoluuje w kierunku określonego w prawie europejskim, a w ślad za nim w prawie krajowym, podziału uprawnień i obowiązków pomiędzy bezpieczeństwem, rozwojem rynku i zrównoważonym rozwojem. Przybiera to postać szeroko pojętego monitoringu funkcjonowania regulowanych sektorów, wsparcia istotnych aspektów ich rozwoju (m.in. promocja kogeneracji, efektywności i odnawialnych źródeł energii, ochrona odbiorców, promowanie konkurencji), kontroli i sprawozdawczości wynikającej m.in. z obowiązku realizacji współpracy międzynarodowej. Natomiast pierwotna wersja ustawy – Prawo energetyczne ograniczała w zasadzie zakres zadań Prezesa URE do ścisłej regulacji rynku energii i gazu, poprzez stosowanie takich instrumentów jak koncesje, taryfy

¹⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 220.

czy kary. Z kolei ostatnie zmiany prawa na rynku paliw ciekłych oraz rozszerzenie zakresu kompetencji kontrolnych skutkują wyposażeniem Prezesa URE w uprawnienia typowo inspekcyjne czy wręcz „operacyjne” (REMIT). W związku z tym, ze względu na dużą rozpiętość zakresu rynków regulowanych coraz trudniejsze jest jednoznaczne zdefiniowanie charakteru kompetencji tego organu.

II. 1. W 2016 r. dokonano kilku istotnych zmian z zakresu szeroko rozumianego obszaru prawa energetycznego. Na wstępie wymienić należy nowelizacje ustawy – Prawo energetyczne dotyczące rynku paliw ciekłych, które wprowadziły szereg zmian w szczególności w zakresie koncesjonowania rynku paliwowo-energetycznego, są to:

- 1) ustawa z 7 lipca 2016 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw, zwana dalej „ustawą z 7 lipca 2016 r.”,
- 2) ustawa z 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, zwana dalej „ustawą z 22 lipca 2016 r.”,
- 3) ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, zwana dalej „ustawą z 30 listopada 2016 r.”.

Zmiany powyższe objęły w szczególności rozszerzenie przesłanek odmowy udzielenia koncesji, przy czym rozszerzenie to objęło wszystkie rodzaje koncesji. Z brzmienia art. 33 ust. 3 pkt 3, 4 i 6 ustawy – Prawo energetyczne wynika obecnie, że nie może być wydana koncesja m.in. wnioskodawcy:

- skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe, ma-

- jące związek z prowadzoną działalnością gospodarczą,
- który nie jest zarejestrowany jako podatnik podatku od towarów i usług,
- jeżeli inny podmiot posiadający wobec niego znaczący wpływ lub sprawujący nad nim kontrolę albo współkontrolę w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 34, 35 i pkt 36 lit. a, b, e i f ustawy o rachunkowości, został w ciągu ostatnich 3 lat prawomocnie skazany za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą.

Zauważyć również należy, że zgodnie z nowym ust. 3a w art. 33 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku wnioskodawcy będącego osobą prawną lub jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej albo przedsiębiorcą zagranicznym lub przedsiębiorcą zagranicznym prowadzącym działalność na terytorium RP w ramach oddziału z siedzibą na terytorium RP, utworzonego na warunkach i zasadach określonych w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej, warunek niekaralności dotyczy również osób uprawnionych do ich reprezentowania, a także członków rad nadzorczych.

Ponadto ustawodawca po pierwsze, zmodyfikował a po wtóre, wprowadził dodatkowe warunki udzielenia koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych (WPC) i koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą (OPZ). I tak, zgodnie z brzmieniem art. 33 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE udziela koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych lub koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą wnioskodawcy, który:

- 1) ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i nabywa paliwa ciekłe na potrzeby prowadzenia działalności gospodarczej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej albo prowadzi działalność gospodarczą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ramach oddziału z siedzibą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej utworzonego na warunkach i zasadach określonych w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej i nabywa paliwa ciekłe na potrzeby prowadzenia działalności gospodarczej przez ten oddział,
- 2) złożył zabezpieczenie majątkowe,
- 3) jest zarejestrowany jako podatnik podatku od towarów i usług,
- 4) posiada własne pojemności magazynowe lub zawarł umowę przedwstępną w zakresie magazynowania, tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych ropy naftowej lub paliw²⁾, albo posiada zgodę Prezesa Agencji Rezerw Materiałowych lub ministra właściwego do spraw energii na zawarcie tej umowy.

Stosownie do brzmienia znowelizowanego art. 33 ust. 1c, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję OPZ lub WPC zostało zobowiązane do powiadomienia Prezesa URE o zawarciu umowy przyrzeczonej w wykonaniu umowy przedwstępnej w zakresie magazynowania, tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych ropy naftowej lub paliw, oraz każdej zmianie tej umowy, jak również zawarciu każdej kolejnej umowy w tym przedmiocie oraz każdej jej zmianie – w terminie 14 dni od dnia zawarcia umowy lub jej zmiany.

²⁾ Por. art. 10 i art. 11 ustawy o zapasach.

Kolejną istotną zmianą jest rozszerzenie zawartości wniosków o udzielenie koncesji w zakresie OPZ i WPC (zmiany w art. 35 ust. 1c), jak również elementów decyzji koncesyjnych oraz określenie terminów do złożenia wniosków na dokonanie niezbędnych zmian koncesji (art. 37 ust. 2a-2d). Konsekwencją wprowadzonych zmian jest rozszerzenie katalogu przesłanek cofnięcia wszystkich rodzajów koncesji (zmiany w art. 41).

Ustawodawca powierzył również Prezesowi URE kolejne zadania polegające na prowadzeniu w postaci elektronicznej wykazów i rejestrów przedsiębiorców w następujących obszarach:

- a) rejestru podmiotów przywożących,
- b) wykazu podmiotów, które złożyły wnioski o udzielenie, zmianę lub cofnięcie koncesji albo o udzielenie lub zmianę promesy koncesji,
- c) rejestru przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję,
- d) wykazu podmiotów posiadających promesę koncesji,
- e) wykazu podmiotów, wobec których toczyło się postępowanie w sprawie udzielenia koncesji, które zostało następnie umorzono lub zakończyło się odmową udzielenia koncesji lub pozostawieniem wniosku bez rozpoznania,
- f) wykazu przedsiębiorstw energetycznych, którym cofnięto koncesję,
- g) wykazu podmiotów, którym koncesja wygasła, wraz z podaniem podstawy i daty wygaśnięcia koncesji.

Należy również zwrócić uwagę na przepisy przejściowe zawarte w omawianych ustawach.

Ustanowiły one szereg obowiązków dla przedsiębiorstw energetycznych w zakresie zmian koncesji, udzielenia koncesji, przedstawiania Prezesowi URE informacji oraz ustanowienia zabezpieczeń. Obowiązki te uzależniono od rodzaju wykonywanej działalności, określając różne terminy ich realizacji. Natomiast ich niedotrzymanie opatrzone zostało dotkliwymi sankcjami, w tym cofnięciem lub wygaśnięciem koncesji.

2. W 2016 r. wprowadzono także bardzo istotne zmiany dotyczące rynku gazu. Po pierwsze, ustawą z 30 listopada 2016 r. dokonano zmiany art. 47 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z dodanym powyższą ustawą art. 47 ust. 1a taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie określonym w tej koncesji nie podlegają, co do zasady, zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Z dniem 1 stycznia 2017 r. obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia taryf nie dotyczy sprzedaży paliw gazowych:

- 1) w punkcie wirtualnym,
- 2) w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz
- 3) paliw gazowych sprzedawanych w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych.

Natomiast 1 października 2017 r. zniesiony zostaje obowiązek ustalania i zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla paliw gazowych sprzedawanych pozostałym grupom odbiorców za wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Obowiązek zatwierdzania taryf dla tej kategorii odbiorców zostaje utrzymany do 31 grudnia 2023 r.

Powyższe regulacje stopniowo zmierzają (począwszy od 1 stycznia 2017 r.) do zniesienia obowiązku spoczywającego na przedsiębiorstwach energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi – ustalania i przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla paliw gazowych.

Kolejną istotną zmianą jest zmiana przepisów dotyczących obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Ustawą z 22 lipca 2016 r. dokonano zmiany brzmienia art. 32 ust. 2 precyzując obowiązek tej dywersyfikacji w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym z zagranicą. Zmieniono także zakres delegacji dla Rady Ministrów do określenia w drodze rozporządzenia minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy oraz szczegółowy sposób ustalania tego poziomu. W konsekwencji, ustawa z 30 listopada 2016 r. zmieniła ustawę z 22 lipca 2016 r. wprowadzając abolicyjny przepis przejściowy (art. 15a), zgodnie z którym nie wszczyna się postępowań, a wszczęte umarza, w sprawach o nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Przepis ten nakazywał także umorzenie postępowań o udzielenie koncesji w tym zakresie, dotyczących okresu sprzed wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie znolizowanego art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

3. Kolejną wartą odnotowania zmianą ustawy – Prawo energetyczne jest zmiana dokonana ustawą

ADR. Ustawa ta wprowadza do systemu prawnego instytucję polubownego rozwiązywania sporów z udziałem konsumentów, stanowiącą alternatywę dla dochodzenia roszczeń na drodze sądowej. Ustawa ta dokonała szeregu zmian ustaw szczególnych, w tym ustawy – Prawo energetyczne, dodając nowy rozdział 4a. Przepisy tego rozdziału przewidują powołanie przy Prezesie URE (w drodze konkursu) Koordynatora do spraw negocjacji (zwanego dalej „Koordynatorem”) oraz określają zakres jego działania. Koordynator jest osobą prowadzącą pozasądowe postępowanie dotyczące rozwiązywania sporów konsumenckich. Postępowanie w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcą paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumentem będącym konsumentem a przedsiębiorstwem energetycznym, jest prowadzone przez Koordynatora, na wniosek odbiorcy paliw lub energii albo na wniosek prosumenta będącego konsumentem. Ponieważ pozasądowe rozwiązywanie sporów opiera się na dobrej woli i chęci porozumienia, z tego względu poddanie się tej procedurze, wymaga zgody obu stron. Prowadząc postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich, Koordynator umożliwia zbliżenie stanowisk stron w celu rozwiązania sporu lub przedstawia stronom propozycję rozwiązania sporu. Zmiany powyższe weszły w życie 10 stycznia 2017 r.

III. Zakończenie wieloletnich prac legislacyjnych w zakresie regulacji szeroko pojmowanej energetyki odnawialnej, stanowiło uchwalenie

20 lutego 2015 r. ustawy OZE. Co do zasady ustawa weszła w życie 4 maja 2015 r., lecz termin wejścia w życie jej podstawowego rozdziału 4 *Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, biogazu rolniczego oraz ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii* został odroczony – pierwotnie do 1 stycznia 2016 r. Następnie, ustawą z 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne³⁾, wejście w życie rozdziału 4 zostało odroczone do 1 lipca 2016 r. Kolejna nowelizacja ustawy OZE dokonana ustawą z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw⁴⁾ wprowadziła liczne zmiany w tym akcie prawnym, polegające m.in. na dodaniu definicji biomasy lokalnej, drewna energetycznego, hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, klastra energii i spółdzielni energetycznej. Na uwagę zasługują szczególnie zmiany w rozdziale 4 ustawy OZE, wchodzącym w życie 1 lipca 2016 r., regulującym system wsparcia energii odnawialnej poprzez m.in.: zasadnicze zmodyfikowanie systemu wynagradzania za energię elektryczną wytworzoną w mikroinstalacji (w tym przez prosumentów); ustanowienie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego; wprowadzenie tzw. koszyków technologicznych, w ramach których przeprowadza się aukcje. Ustawa zniósła również część obowiązków informacyjnych związanych z wytwarzaniem energii w mikroinstalacjach

³⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2365.

⁴⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 925.

i wprowadziła abolicję w odniesieniu do postępowań o wymierzenie kary z tytułu naruszenia tych obowiązków.

IV. W 2016 r. uchwalona została ustawa z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. Ustawa zmodyfikowała dotychczasowy model wspierania działań w zakresie efektywności, dostosowany do unijnych wymagań określonych dyrektywą o efektywności energetycznej⁵⁾. Ustawa ta przewiduje dwa zasadnicze obszary działań regulacyjnych: po pierwsze, w odniesieniu do systemu wsparcia efektywności energetycznej i po drugie, obowiązkowego audytu wskazanych w ustawie przedsiębiorstw.

Odnosząc się bardziej szczegółowo do wprowadzonych zmian należy zauważyć, że obecnie podstawową formą wypełniania obowiązku efektywnościowego jest zobowiązanie określonych ustawą podmiotów do realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego, potwierdzonego audytem efektywności energetycznej, lub uzyskanie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej. Jednocześnie ustawodawca zdecydował się na stopniowe „wygaszanie” możliwości realizacji tego obowiązku przez uiszczenie opłaty zastępczej. Brak realizacji powyższych obowiązków zagrożony jest karą pieniężnymi w różnicowanej wysokości.

⁵⁾ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. U. UE L 2012.315.1 z późn. zm.).

Kolejną bardzo istotną zmianą jest rezygnacja z obowiązku przeprowadzania przetargów w celu wyłonienia przedsięwzięć, które mogą korzystać ze wsparcia. Aktualnie każdy podmiot, który zrealizuje przedsięwzięcie efektywnościowe określone w przepisach może ubiegać się o wydanie świadectwa efektywności energetycznej. Istotne z punktu widzenia zadań Prezesa URE jest zobowiązanie do uwzględniania kosztów realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii określone w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną, paliwami gazowymi lub sprzedażą ciepła odbiorcom końcowym przyjmowanych do kalkulacji taryf.

Ustawa określa ponadto w rozdziale V zasady przeprowadzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa. Obowiązek ten został nałożony na przedsiębiorców w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej z wyjątkiem mikroprzedsiębiorcy, małego i średniego przedsiębiorcy w rozumieniu art. 104-106 tej ustawy. Ustawa definiuje audyt jako procedurę mającą na celu przeprowadzenie szczegółowych i potwierdzonych obliczeń dotyczących proponowanych przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz dostarczenie informacji o potencjalnych oszczędnościach energii. Audyt energetyczny przedsiębiorstwa przeprowadza podmiot niezależny od audytowanego przedsiębiorcy, posiadający wiedzę oraz doświadczenie zawodowe w przeprowadzaniu tego rodzaju audytu bądź ekspert audytowanego przedsiębiorcy, jeżeli nie jest on bezpo-

średnio zaangażowany w audytowaną działalność tego przedsiębiorcy.

Ustawa o efektywności energetycznej dokonała także istotnych zmian w ustawie – Prawo energetyczne polegających na wprowadzeniu instytucji gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji. Gwarancję stanowiącą dokument poświadczający, że określona w nim ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona w wysokosprawnej kogeneracji wydaje Prezes URE na wniosek wytwórcy tej energii złożony za pośrednictwem właściwego operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, który potwierdza ilość wytworzonej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji. Ponadto ustawa ta wprowadziła obowiązek przeprowadzenia tzw. analizy kosztów i korzyści budowy, przebudowy lub znacznej modernizacji jednostki wytwórczej lub sieci ciepłowniczej, lub sieci chłodniczej, mającej na celu określenie najbardziej efektywnych pod względem zasobów oraz opłacalnych rozwiązań umożliwiających spełnienie wymogów w zakresie ogrzewania i chłodzenia, sporządzanej przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz inne przedsiębiorstwa, planujące budowę, przebudowę lub znaczną modernizację jednostki wytwórczej o mocy nominalnej cieplnej powyżej 20 MW, sieci ciepłowniczej lub sieci chłodniczej (art. 10a i następane).

V. 1. Poza opisanymi wyżej zmianami, ustawy z tzw. „pakietu paliwowego” dokonały również istotnych zmian w ustawie o zapasach, przy czym część tych zmian wejdzie w życie w 2017 r. Zmiany powyższe objęły w szczególności:

- 1) zniesienie instytucji zwolnienia z utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego,
- 2) możliwość utrzymywania tych zapasów na podstawie umowy zawartej z innym przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotem dokonującym przywozu gazu ziemnego (na podstawie umowy zlecenia utrzymywania zapasów lub tzw. „umowy biletowej”),
- 3) rozszerzenie kręgu adresatów ustawy, zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego na własne potrzeby.

Zgodnie ze znowelizowanym brzmieniem ustawy o zapasach, ustawa ta wyróżnia dwie kategorie podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego tj. przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego.

Skutkiem wprowadzonych zmian w ustawie o zapasach wskazane wyżej podmioty zobowiązane są do:

- 1) utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości odpowiadającej co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywozowi tego gazu, ustalonymu w sposób określony w ustawie (art. 25 ust. 2 albo 5),

- 2) utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni,
- 3) przedstawiania operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemów połączonych gazowych charakterystykę instalacji magazynowej, w której utrzymują zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, w celu weryfikacji technicznych możliwości dostarczenia zapasów tego gazu do systemu gazowego.

Ustawa o zapasach przewiduje, że zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymuje się, co do zasady, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gazowego, dopuszczając jednocześnie możliwość utrzymywania tych zapasów poza terytorium RP.

W znowelizowanej ustawie o zapasach określona została nowa kompetencja Prezesa URE do wyrażania zgody na zawarcie umowy, której przedmiotem jest wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zawartego przez podmiot zobowiązany do realizacji tego obowiązku z przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotem dokonującym przywozu gazu ziemnego oraz zatwierdzania tej umowy – w drodze decyzji.

2. Ustawa z 30 listopada 2016 r. wprowadziła również szereg zmian w innych ustawach z za-

kresu kompetencji Prezesa URE. Zmiany te miały w większości przypadków charakter redakcyjny, porządkujący i uzupełniający. Na uwagę zasługuje zmiana ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych w zakresie regulacji dotyczących Narodowego Celu Wskaźnikowego, a także rocznego odroczenia, tj. do 1 stycznia 2018 r., obowiązku spełnienia przez biokomponenty zaliczane do realizacji NCW kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych na poziomie 50%, pozostawiając poziom ww. ograniczenia na rok 2017 w dotychczasowej wysokości.

VI. Niezależnie od powyższego rok sprawozdawczy, podobnie jak lata ubiegłe, przyniósł także dalsze nowelizacje innych ustaw, określających zakres kompetencji Prezesa URE. Po raz kolejny, wspomniane działania ustawodawcy nie pozostały bez wpływu na zakres zadań realizowanych przez Prezesa URE, który na przestrzeni ostatnich lat ulega nieustającemu rozszerzaniu. Znaczące zmiany regulacji prawnych dokonane na przestrzeni ostatnich lat w zakresie szeroko pojętej energetyki spowodowały, że aktualnie szczegółowe zadania Prezesa URE, przewidziane przez ustawodawcę do realizacji w roku sprawozdawczym zawierają się we wskazanych poniżej ustawach. Mając na uwadze, że do realizacji poszczególnych zadań wynikających z tych ustaw odniesiono się szczegółowo w dalszej części Sprawozdania, w tym miejscu wypada poprzestać jedynie na wskazaniu tych aktów prawnych:

- 1) ustawa – Prawo energetyczne,
- 2) ustawa OZE,
- 3) ustawa o efektywności energetycznej,

- 4) ustawa o biopaliwach,
- 5) ustawa o zapasach,
- 6) ustawa o rozwiązaniu KDT,
- 7) ustawa o statystyce,
- 8) ustawa o zamówieniach publicznych,
- 9) ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw
- 10) ustawa ADR.

VII. Niezależnie od kwestii usytuowania przez ustawodawcę zadań organu regulacyjnego w przepisach odrębnych, ustawa – Prawo energetyczne pozostaje podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE. Ustawa ta oparta jest na zasadzie jednorodności rynków paliw i energii, regulując tym samym funkcjonowanie rynku gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła wraz z zagadnieniami dotyczącymi kogeneracji oraz paliw ciekłych, a także w ograniczonym zakresie kwestie związane z funkcjonowaniem odnawialnych źródeł energii.

Najistotniejszym przepisem o charakterze kompetencyjnym, określającym zadania Prezesa URE jest art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten, po licznych nowelizacjach na przestrzeni blisko dziewiętnastu lat działalności regulatora (w tym trzech w roku sprawozdawczym), zawiera obszerny katalog kompetencji tego organu, determinowanych wzrostem zakresu obowiązków przedsiębiorstw energetycznych. W konsekwencji kolejnych zmian, które miały miejsce w roku sprawozdawczym, obecnie art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne obejmuje następujące uprawnienia i obowiązki Prezesa URE:

- 1) udzielanie i cofanie koncesji,
- 2) zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w ustawie i przepisach wykonawczych, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
- 3) ustalanie:
 - a) współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej;
 - b) okresu obowiązywania taryf i współczynników korekcyjnych;
 - c) wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia;
 - d) maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców w taryfach dla paliw gazowych i energii, w przypadkach gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców;
 - e) jednostkowych opłat zastępczych;
 - f) wskaźnika referencyjnego,
- 4) opracowywanie wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów rozwoju sporządzanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii,
- 5) kontrolowanie prawidłowości realizacji obowiązków mających na celu wsparcie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji oraz biogazu rolniczego,
- 6) kontrolowanie wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej obowiązku publicznej sprzedaży tej energii na zasadach określonych w art. 49a ust. 1 i 2,
- 7) kontrolowania wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi obowiązku sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego na zasadach określonych w art. 49b ust. 1,
- 8) uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- 9) wyznaczanie operatorów systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego oraz publikowanie w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki i zamieszczanie na swojej stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej informacji o danych adresowych, obszarze działania i okresie, na który zostali wyznaczeni operatorami systemu,
- 10) przyznawanie certyfikatów niezależności,
- 11) kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie oraz umowie powierzającej pełnienie obowiązków operatora, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi,
- 12) informowanie Komisji Europejskiej o wyznaczeniu operatorów systemów przesyłowych,
- 13) udzielanie i cofanie zwolnienia z obowiązku świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i energii, magazynowania paliw gazowych, usług transportu gazu ziemnego oraz usług polegających na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,
- 14) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych i dystrybucyjnych,
- 15) organizowanie i przeprowadzanie przetargów dotyczących:
 - a) wyłaniania sprzedawców z urzędu;
 - b) budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- 16) kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej,
- 17) 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

- dzenia oraz rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 i art. 18 tego rozporządzenia,
- 18) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego oraz innych uczestników rynku paliw gazowych obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 715/2009, a także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz zatwierdzanie odpowiednich punktów w systemie przesyłowym, objętych obowiązkiem, o którym mowa w art. 18 tego rozporządzenia, a także wykonywanie obowiązków organu regulacyjnego wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 tego rozporządzenia,
- 19) zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami, opracowanych zgodnie z przepisami rozporządzenia 714/2009 oraz rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 6 i art. 18 tego rozporządzenia lub rozporządzenia 715/2009 oraz rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 i art. 23 tego rozporządzenia,
- 20) rozstrzyganie sporów w zakresie 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 udośćwienie części instalacji do magazynowania paliwa gazowego, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, a także w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii,
- 21) nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie,
- 22) współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję,
- 23) współdziałanie z Komisją Nadzoru Finansowego,
- 24) współpraca z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz z Agencją, w szczególności w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami opracowanymi zgodnie z przepisami rozporządzenia 714/2009 oraz rozporządzenia 715/2009 a także w zakresie integracji krajowych sektorów energetycznych na poziomie regionalnym,
- 25) zawieranie umów z organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym w celu zacieśniania współpracy w zakresie regulacji,
- 26) zwracanie się do Agencji w sprawie zgodności decyzji wydanych przez inne organy regulacyjne, z wytycznymi, o których mowa w rozporządzeniu 714/2009 lub w rozporządzeniu 715/2009 oraz informowanie Komisji Europejskiej o niezgodności tych decyzji,
- 27) ustalanie metod kontroli i podejmowanie działań dla poprawy efektywności przedsiębiorstw energetycznych,
- 28) określanie i publikowanie wskaźników i cen wskaźnikowych istotnych dla procesu kształtowania taryf,
- 29) publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii,
- 30) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie w terminie do 31 marca każdego roku:
- a) średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji obliczonych oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji opalanych gazem ziemnym lub o łącznej mocy poniżej 1 MW, opalanych metanem lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy i innych;
 - b) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczenia;
 - c) średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:
 - opalanych paliwami węglowymi;
 - opalanych paliwami gazowymi;
 - opalanych olejem opałowym;
 - stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii;
 - d) średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodar-

- stwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczanej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych,
- w poprzednim roku kalendarzowym,
- 31) zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie, w terminie do 90 dni od dnia zakończenia każdego kwartału, średnich cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, oraz ogłaszanie sposobu ich obliczania,
 - 32) gromadzenie informacji dotyczących istniejącej, będącej w budowie lub planowanej infrastruktury energetycznej w sektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej (w tym energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem infrastruktury dotyczącej wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego) oraz biopaliw ciekłych w rozumieniu ustawy o biopaliwach – znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Ministra Energii⁶⁾, w terminie i zakresie określonym w rozporządzeniu 256/2014,
 - 33) gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami Unii Europejskiej,
 - 34) wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w sposób wiążący dla organu regulacyjnego w rozporządzeniu REMIT,
 - 35) gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej, w terminie do 15 kwietnia każdego roku, oraz gromadzenie i przekazywanie do Komisji Europejskiej informacji o ilości energii elektrycznej importowanej z państw niebędących członkami Unii Europejskiej,
 - 36) monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego w zakresie:
 - a) zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym;
 - b) mechanizmów bilansowania systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym i elektroenergetycznym;
 - c) warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci;
 - d) wypełniania obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych
 - 37) wydawanie świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz ich umarzanie,
 - 38) wydawanie, na wniosek organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego, o którym mowa w ustawie z 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, opinii dotyczącej skutków ekonomicznych, w tym wpływu na opłacalność wytwarzania energii, zastosowania do źródeł spalania paliw drugiej zasady łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 tej ustawy,
 - 39) kontrolowanie przedsiębiorstwa energetycznego lub podmiotu przywożącego na zasadach określonych w ustawie,
 - 40) prowadzenie w postaci elektronicznej:
 - a) rejestru podmiotów przywożących;
 - b) wykazu podmiotów, które złożyły wnioski o udzielenie, zmianę lub cofnięcie koncesji
- stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych;
- e) warunków świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne;
 - f) bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych i energii elektrycznej;
 - g) wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań;
 - h) wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków z zakresu księgowości wymienionych w art. 44,

⁶⁾ Ustawa z 19 listopada 2015 r. o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2015 r. poz. 1960), art. 3.

- albo o udzielenie lub zmianę promesy koncesji;
- c) rejestru przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję;
- d) wykazu podmiotów posiadających promesę koncesji;
- e) wykazu podmiotów, wobec których toczyło się postępowanie w sprawie udzielenia koncesji, które zostało następnie umorzone lub zakończyło się odmową udzielenia koncesji lub pozostawieniem wniosku bez rozpoznania;
- f) wykazu przedsiębiorstw energetycznych, którym cofnięto koncesję;
- g) wykazu podmiotów, którym koncesja wygasła, wraz z podaniem podstawy i daty wygaśnięcia koncesji,
- 41) podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, w szczególności publikowanie na stronie internetowej URE informacji dotyczących powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące tych problemów⁷⁾,

- 42) kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla oraz rozstrzyganie sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania dwutlenku węgla,
- 43) wykonywanie innych zadań określonych w ustawie lub ustawach odrębnych.



2. Organizacja i funkcjonowanie urzędu

Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej realizującym zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Regulator wykonuje zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki, który funkcjonuje na podstawie art. 21 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz zarządzenia nr 90 Prezesa Rady Ministrów z 28 listopada 2013 r. w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki⁸⁾.

W 2016 r. zmianie uległa struktura organizacyjna urzędu.

W skład urzędu, przed zmianami struktury organizacyjnej, w okresie od 1 stycznia do 5 września 2016 r., wchodziły następujące komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:

- Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła,
- Departament Rynków Paliw Gazowych i Ciepłych,

- Departament Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentckich,
- Departament Systemów Wsparcia,
- Departament Strategii i Komunikacji Społecznej,
- Departament Prawny i Rozstrzygania Sporów,
- Biuro Dyrektora Generalnego,
- Stanowisko do spraw Koordynacji Rozwoju Inteligentnych Sieci,
- Stanowisko do spraw Współpracy Międzynarodowej,
- Stanowisko do spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
- Stanowisko do spraw Audytu Wewnętrznego.

Od 6 września 2016 r., na podstawie Zarządzenia Nr 110 Prezesa Rady Ministrów z 29 sierpnia 2016 r. zmieniającego zarządzenie w sprawie nadania statutu Urzędowi Regulacji Energetyki⁹⁾, w skład urzędu wchodziły następujące komórki organizacyjne i wyodrębnione stanowiska:

- Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła,
- Departament Rynku Paliw Gazowych,
- Departament Rynku Paliw Ciepłych,
- Departament Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentckich,
- Departament Źródeł Odnawialnych,
- Departament Efektywności Energetycznej i Kogeneracji,
- Departament Komunikacji Społecznej,
- Departament Prawny i Rozstrzygania Sporów,
- Biuro Dyrektora Generalnego,
- Stanowisko do Spraw Ochrony Informacji Niejawnych,
- Stanowisko do Spraw Audytu Wewnętrznego.

⁷⁾ Przepis dodany ustawą z 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823), który wszedł w życie 10 stycznia 2017 r.

⁸⁾ M. P. z 2013 r. poz. 971 oraz z 2016 r. poz. 891.

⁹⁾ M. P. z 2016 r. poz. 891.

W 2016 r. w skład urzędu wchodziły następujące oddziały:

- Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie,
- Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku,
- Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu,
- Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie,
- Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi,
- Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu,
- Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach,
- Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie.

Oddziały terenowe obejmowały swoim zasięgiem terytorialnym następujące województwa:

- Północno-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Szczecinie, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw zachodniopomorskiego i lubuskiego,
- Północny Oddział Terenowy z siedzibą w Gdańsku, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw pomorskiego i warmińsko-mazurskiego,
- Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Poznaniu, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego,
- Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Lublinie, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw lubelskiego i podlaskiego,

- Środkowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą w Łodzi, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw łódzkiego i mazowieckiego,
- Południowo-Zachodni Oddział Terenowy z siedzibą we Wrocławiu, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw dolnośląskiego i opolskiego,
- Południowy Oddział Terenowy z siedzibą w Katowicach, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw śląskiego i świętokrzyskiego,
- Południowo-Wschodni Oddział Terenowy z siedzibą w Krakowie, którego zasięg terytorialny obejmuje obszar województw małopolskiego i podkarpackiego.



3. Zatrudnienie i kwalifikacje

31 grudnia 2016 r. w urzędzie zatrudnione były 333 osoby, z czego 304 osoby to członkowie korpusu służby cywilnej, a 29 osób to pracownicy urzędu, do których nie mają zastosowania przepisy ustawy z 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej, tj. pracownicy zatrudnieni na wysokich stanowiskach państwowych (1 osoba), na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi (28 osób).

Według stanu na 31 grudnia 2016 r. w URE zatrudnionych było 196 kobiet i 137 mężczyzn, 12 osób posiadało orzeczony stopień niepełnosprawności.

Na 31 grudnia 2016 r. urząd zatrudniał członków korpusu służby cywilnej w następujących grupach stanowisk:

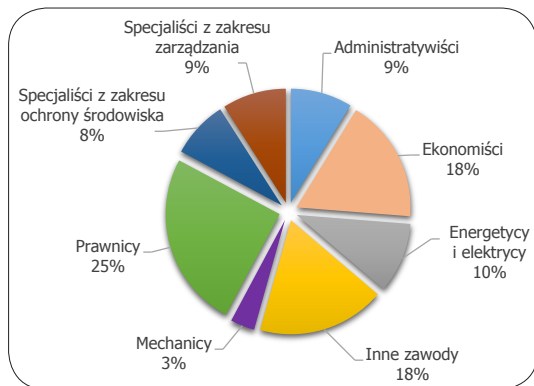
- wyższe stanowiska w służbie cywilnej – 22 osoby,
- stanowiska średniego szczebla zarządzania – 1 osoba,
- stanowiska koordynujące w służbie cywilnej – 24 osoby,
- stanowiska samodzielne w służbie cywilnej – 106 osób,
- stanowiska specjalistyczne w służbie cywilnej – 147 osób,
- stanowiska wspomagające w służbie cywilnej – 4 osoby.

Spośród osób zatrudnionych w urzędzie, na 31 grudnia 2016 r., 64 posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 56 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne oraz 8 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Urzędnicy służby cywilnej stanowili 19% zatrudnionych w urzędzie.

Pracownicy z wykształceniem wyższym – 320 osób (tj. ok. 96% zatrudnionych), w tym:

- doktor – 4 osoby,
- magister inżynier – 83 osoby,
- magister – 222 osoby,
- inżynier – 3 osoby,
- licencjat – 8 osób.

W omawianym okresie do pracy w urzędzie przyjęto 34 osoby, z czego 12 zatrudniono na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa nieobecnego pracownika. Pracownicy przyjmowani w 2016 r. na czas zastępstwa stanowili 35% ogółu przyjętych do pracy w urzędzie.

Rysunek 1. Pracownicy URE według rodzaju wykształcenia

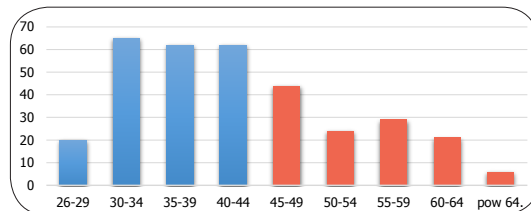
Źródło: URE.

Obsada stanowisk w korpusie służby cywilnej realizowana jest zgodnie z ustawą z 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej. W publikowanych ogłoszeniach o pracę urząd zachęca osoby niepełnosprawne do aplikowania na oferowane stanowiska pracy.

Stosunek pracy rozwiązano z 34 osobami, w tym w trybie:

- porozumienia stron – 16 osób,
- z upływem czasu, na który umowa była zawarta – 7 osób,
- w związku z przejściem na emeryturę lub rentę – 4 osoby,
- wypowiedzenia przez pracownika – 3 osoby,
- przeniesienia służbowego do innego urzędu – 2 osoby,
- wygaśnięcia stosunku pracy – 2 osoby.

Spśród osób zwolnionych w 2016 r., 6 osób zatrudnionych było na podstawie umowy na czas określony – czas zastępstwa. Wskaźnik rotacji w urzędzie w 2016 r. wyniósł 10,23%.

Rysunek 2. Struktura wiekowa pracowników URE w 2016 r. zatrudnionych w przedziałach wiekowych

Źródło: URE.

Pracownicy do 44 roku życia stanowili 63% ogółu zatrudnionych w URE. Udział pracowników URE w wieku powyżej 44 lat kształtował się na poziomie 37%. Pracownicy ze stażem pracy powyżej 20 lat stanowili w urzędzie, wg stanu na 31 grudnia 2016 r., 38% zatrudnionych.



4. Budżet

Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2016 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki wyniósł:

- dochody: 102 250 tys. zł,
 - wydatki: 43 481 tys. zł.
- Wykonanie budżetu urzędu wyniosło:
- dochody: 110 314 tys. zł, tj. 107,9% planu,
 - wydatki: 43 013 tys. zł, tj. 98,9% planu.

4.1. Dochody

W 2016 r. łączne wykonanie dochodów urzędu wyniosło 110 314 tys. zł, co stanowiło 107,9% planu na rok 2016 oraz 92,5% wykonania 2015 r. Wzrost wynikał głównie z uzyskania wyższych niż planowano wpłat z tytułu opłat koncesyjnych i odsetek od nieterminowych wpłat.

Opłaty z tytułu uzyskania koncesji

Podstawowe źródło dochodów, tak jak w ubiegłych latach, stanowiły opłaty z tytułu uzyskania koncesji, wnoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne, zgodnie z art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w wysokości określonej przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja¹⁰.

Z tytułu opłat koncesyjnych do budżetu państwa wpłynęło 109 210 tys. zł, co stanowiło 107,1% planowanych na 2016 r. dochodów z tego tytułu.

Pozostałe dochody

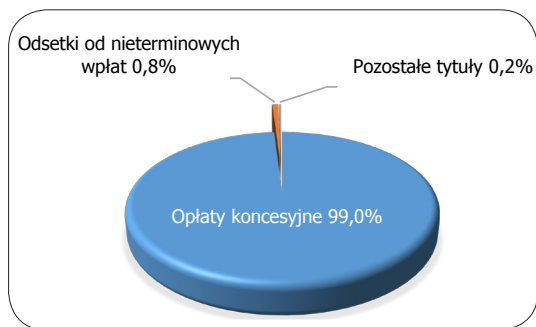
Pozostałe dochody urzędu w 2016 r. ukształtowały się następująco:

¹⁰ Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 i z 1999 r. Nr 92, poz. 1049.

- odsetki z tytułu nieterminowych wpłat – 876 tys. zł,
- wpływy z tytułu kar – 185 tys. zł,
- wpływy z różnych opłat – 31 tys. zł,
- wpływy z różnych dochodów – 11 tys. zł,
- wpływy z tytułu pozostałych odsetek – 1 tys. zł.

W strukturze zrealizowanych w 2016 r. przez urząd dochodów, największy udział miały dochody z tytułu wpłat opłat koncesyjnych – 99,0%. Wpłaty z pozostałych tytułów stanowiły 1,0% zrealizowanych dochodów ogółem.

Rysunek 3. Struktura zrealizowanych dochodów URE w 2016 r.



Źródło: URE.

W 2016 r. prowadzono intensywne działania windykacyjne w celu wyegzekwowania należności z tytułu opłat koncesyjnych i kar. W tym celu wystawiono i wysłano:

- 2 725 wezwań do zapłaty i nadesłania formularza, w tym 1 685 dotyczących 2015 r.,
- 492 potwierdzeń sald dotyczących należności od koncesjonariuszy,

- na podstawie art. 30 ust. 1 i art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wszczęto 898 postępowań administracyjnych w sprawie ustalenia wysokości opłaty koncesyjnej,
- na podstawie § 6 ust. 3 rozporządzenia Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja w drodze decyzji ustalono dla 163 przedsiębiorstw energetycznych wysokość opłaty koncesyjnej,
- w trybie art. 15 ustawy z 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji wysłano 197 upomnień,
- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 229 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych,
- w trybie art. 115 i 116 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa wydano 4 decyzje o odpowiedzialności solidarnej członka zarządu spółki za niewniesienie należności,
- w trybie art. 67b § 1 pkt 2 w związku z art. 67a § 1 pkt 2 ustawy z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa wydano 6 decyzji z wniosku przedsiębiorcy o udzielenie ulgi w spłacie zobowiązań,
- na podstawie art. 154 § 1 i 2 kpa, w związku z art. 30 ust. 1 i art. 34 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wydano 3 decyzje uchylające i umarzające postępowanie administracyjne w sprawie obliczenia wysokości opłaty koncesyjnej,
- na podstawie art. 132 § 1 kpa wydano 1 decyzję,

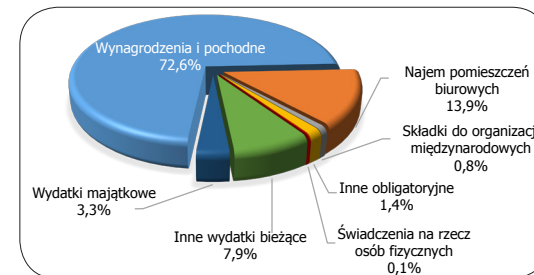
- na podstawie art. 105 § 1 kpa, w związku z art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne wydano 20 decyzji umarzających postępowanie administracyjne.

4.2. Wydatki

W 2016 r. urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. W planie po zmianach środki na wydatki wyniosły 43 481 tys. zł. Wykonanie wydatków ogółem wyniosło 43 013 tys. zł, tj. 98,9% planu po zmianach, z tego:

- wydatki bieżące: 41 585 tys. zł, w tym na:
 - wynagrodzenia i pochodne: 31 234 tys. zł;
 - pozostałe wydatki bieżące: 10 351 tys. zł,
 - wydatki na świadczenia na rzecz osób fizycznych: 32 tys. zł,
 - wydatki na zakupy inwestycyjne: 1 396 tys. zł.
- Podobnie jak w latach ubiegłych największą grupą wydatków były wydatki bieżące jednostek budżetowych, które stanowiły 96,7% ogółu wydatków URE.

Rysunek 4. Struktura wydatków URE w 2016 r.



Źródło: URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 31 234 tys. zł i stanowiły 72,6% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 5 595 tys. zł, tj. 13,9% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

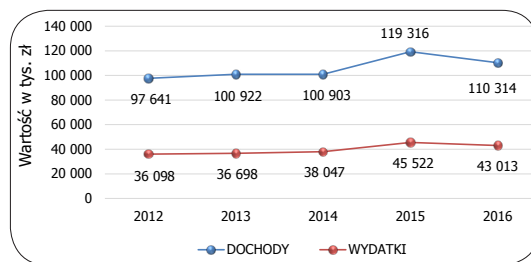
- składek do organizacji międzynarodowych (343 tys. zł – 0,8%),
- różnych obligacyjnych wydatków wynikających z zatrudniania pracowników, w tym: wpłat na PFRON, odpisów na ZFŚS, badań wstępnych i okresowych, szkoleń (609 tys. zł – 1,4%),
- innych wydatków bieżących, w tym wynagrodzeń bezosobowych, zakupu materiałów (m.in. biurowych, papieru, tonerów, paliwa, części zamiennych i eksploatacyjnych) i wyposażenia, zakupu energii, zakupu usług remontowych, zakupu usług pozostałych (m.in. informatycznych, monitoringu, czystości, pocztowych), zakupu usług telekomunikacyjnych, w tym: zakupu usług dostępu do Internetu, zakupu usług telefonii stacjonarnej i komórkowej, analiz i opinii, podróży służbowych krajowych i zagranicznych, różnych opłat i składek, kosztów postępowania sądowego (3 404 tys. zł – 7,9%).

Wydatki majątkowe wyniosły 1 396 tys. zł, tj. 3,3% ogółu poniesionych wydatków, i dotyczyły głównie zakupów sprzętów i oprogramowania IT oraz samochodu osobowego.

Wydatki osobowe niezaliczane do wynagrodzeń wyniosły 32 tys. zł, tj. 0,1% ogółu poniesionych wydatków.

Wszystkie wydatki dokonywane były w sposób celowy i oszczędny, zgodnie z przyjętymi w urzędzie procedurami umożliwiającymi terminową realizację zadań oraz w granicach kwot ustalonych w planie po zmianach. Umowy, których przedmiotem były dostawy towarów i usług zawierane były na zasadach określonych w ustawie o zamówieniach publicznych.

Rysunek 5. Wykonanie dochodów i wydatków URE w latach 2012–2016 w ujęciu nominalnym, według stanu na 31 grudnia 2016 r.



Źródło: URE.

5. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

I. W 2016 r. Prezes URE wydał łącznie 7 673 decyzje administracyjne. Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 179 decyzji. Powyższe wskazuje, że odsetek zaskarżonych decyzji kształtuje się na poziomie 2,33%.

Tabela 1. Dane dotyczące wydanych decyzji administracyjnych i odwołań od nich w poprzednich latach

Rok	Liczba wydanych decyzji administracyjnych	Liczba wniesionych odwołań	Ujęcie procentowe odwołań do wydanych decyzji
2016	7 673	179	2,33%
2015	7 843	189	2,40%
2014	6 549	153	2,33%
2013	5 454	134	2,45%
2012	5 402	170	3,15%
2011	4 610	171	3,70%

Źródło: URE.

Dokonując – na przestrzeni kilku lat – porównania procentowego zestawienia liczby wniesionych środków zaskarżenia do liczby podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych decyzji pozostaje na zbliżonym poziomie, przy czym w ujęciu procentowym zachowując tendencję malejącą, ulega nieznacznym wahaniom.

Natomiast analiza odwołań w liczbach bezwzględnych wskazuje nieznaczną tendencję wzrostową, przy czym w roku sprawozdawczym liczba wniesionych odwołań zmniejszyła się.

W 2016 r. do SOKiK przekazane zostały 172 odwołania, a w 7 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479⁴⁸ § 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego¹¹⁾.

Odrębną kategorię postępowań przed SOKiK stanowią zażalenia na postanowienia wydane przez Prezesa URE. W 2016 r. wniesiono 76 takich zażaleń.

¹¹⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1822 z późn. zm.

II. Do 31 grudnia 2016 r. SOKiK wydał łącznie 70 wyroków, w tym w 52 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 8 zmienił zaskarżone decyzje, a w 10 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

W 2016 r. SOKiK wydał 92 postanowienia, w tym w 16 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 20 przypadkach odrzucił odwołanie, w 17 odrzucił zażalenia, a w 19 sprawach umorzył postępowanie sądowe. Jedynie w 12 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE. Ponadto 3 postanowienia tego Sądu dotyczyły odrzucenia apelacji, a 5 postanowień odrzucenia zażaleń na postanowienia SOKiK.

III. W 2016 r. w 31 przypadkach orzeczenia SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 5 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 26 – przez strony. Ponadto do Sądu Apelacyjnego wniesiono 15 zażaleń na postanowienia SOKiK, w tym 7 zażaleń pochodziło od Prezesa URE, zaś 8 – od stron.

Sąd Apelacyjny w 2016 r. rozpoznał 52 apelacje wniesione od wyroków SOKiK (w tym 16 wniesionych przez Prezesa URE, 31 wniesionych przez strony oraz 5 wniesionych przez obie strony). W wyniku rozpoznania tych apelacji Sąd Apelacyjny wydał 52 wyroki, w których: w 32 przypadkach oddalił apelacje, uwzględniając stanowisko SOKiK, przy czym w 26 przypadkach oddalone zostały apelacje wniesione przez strony, zaś w 6 – przez Prezesa URE. W 1 sprawie wyrok Sądu I instancji został uchylony. Z kolei w 19 sprawach Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżone wyroki.

Sąd ten rozpoznał także 29 zażaleń wniesionych na postanowienia wydane przez SOKiK. Spośród tych zażaleń 16 (w tym 14 pochodzących od stron) zostało przez Sąd Apelacyjny oddalonych, 1 zostało odrzucone, w 6 sprawach – na skutek zażalenia stron – Sąd Apelacyjny uchylił postanowienie SOKiK. W 1 przypadku Sąd Apelacyjny umorzył postępowanie apelacyjne, a w 5 przypadkach zmienił zaskarżone postanowienie.

Ponadto, w 2 przypadkach Sąd Apelacyjny odrzucił skargę kasacyjną strony. Z kolei w 1 przypadku Sąd przedstawił Sądowi Najwyższemu do rozstrzygnięcia zagadnienie prawne.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2016 r. wniesiono 13 skarg kasacyjnych. W 5 przypadkach skargę wniósł Prezes URE, zaś w pozostałych 8 przypadkach – strony.

W 2016 r. Sąd Najwyższy rozpoznał 7 skarg kasacyjnych, przy czym w 3 przypadkach skargę kasacyjną wniósł Prezes URE, a w 4 – przedsiębiorstwo energetyczne. Rozpoznając skargi kasacyjne Sąd Najwyższy oddalił 2 skargi wniesione przez: Prezesa URE oraz stronę. W 5 przypadkach Sąd uchylił zaskarżone wyroki Sądu Apelacyjnego, uwzględniając w 2 przypadkach skargę kasacyjną Prezesa URE. Sąd Najwyższy w roku sprawozdawczym w 20 przypadkach odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej do rozpoznania, przy czym 7 skarg kasacyjnych zostało wniesionych przez Prezesa URE, a 13 przez stronę.

W 2016 r. Sąd Najwyższy wydał również 10 postanowień w przedmiocie przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania, w tym 5 skarg wnie-

sionych przez Prezesa URE. Ponadto Sąd Najwyższy w 1 przypadku odmówił podjęcia uchwały dotyczącej zagadnienia prawnego przedstawionego przez Sąd Apelacyjny: „Czy udzielona przez Prezesa URE przedsiębiorstwu energetycznemu koncesja na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej pochodzącej ze wspólnego spalania paliw konwencjonalnych i biomasy, której integralną częścią jest tzw. Dokumentacja Uwierzytelniająca, określa w sposób wiążący dla Prezesa URE oraz przedsiębiorstwa energetycznego szczegółowe warunki wykonywania działalności koncesjonowanej, a jeżeli tak, to czy Prezes URE jest związany tymi warunkami w postępowaniu o wydanie świadectwa pochodzenia dla energii wyprodukowanej w instalacji, której decyzja taka dotyczy?” (postanowienie Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 22 stycznia 2015 r., VI Acz 4861/14). W kolejnym przypadku Sąd Najwyższy oddalił zażalenie przedsiębiorstwa energetycznego na wyrok Sądu Apelacyjnego uchylający zaskarżony wyrok Sądu Okręgowego i przekazujący sprawę temu Sądowi do ponownego rozpoznania. Ponadto Sąd Najwyższy oddalił w 1 przypadku zażalenie przedsiębiorstwa energetycznego na postanowienie Sądu Apelacyjnego w przedmiocie odrzucenia skargi kasacyjnej.

V. Spośród orzeczeń Sądu Najwyższego wydanych w roku sprawozdawczym na szczególną uwagę zasługują zaprezentowane poniżej orzeczenia. I tak, **postanowieniem z 9 czerwca 2016 r., sygn. akt III SZP 1/16**, Sąd Najwyższy, podzielając stanowisko Prezesa URE, podjął uchwałę o następują-

cej treści: „Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 10 ust. 2 ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2005 r., Nr 62, poz. 552, ze zm.) jest zobowiązane do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci przesyłowej w miejscu znajdującym się na obszarze, na którym przedsiębiorstwo to wykonuje zadania sprzedawcy z urzędu (art. 10 ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r., poz. 104) w związku z art. 9a ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (jednolity tekst: Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.) w brzmieniu nadanym ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw).”

Uchwała ta została podjęta w wyniku rozpoznania zagadnień prawnych przekazanych przez Sąd Apelacyjny w Warszawie w sprawie zawisłej przed tym Sądem w związku z wątpliwościami, które pojawiły się przy dokonywaniu wykładni przepisów prawa, stanowiących podstawę rozstrzygnięcia w sprawie z odwołania sprzedawcy z urzędu od decyzji Prezesa URE orzekającej zawarcie pomiędzy wytwórcą energii elektrycznej, a tym przedsiębiorstwem energetycznym umowy sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnym źródle energii przyłączonym do sieci przesyłowej.

W powyższej uchwale Sąd Najwyższy rozstrzygnął problem prawny, dotyczący kwestii wykonywania zadania sprzedawcy z urzędu (w zakresie zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii) w odniesieniu do źródeł

takiej energii przyłączonych do sieci przesyłowej i wyjaśnił, jak należy rozumieć zawarte w art. 9 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne sformułowanie „teren obejmujący obszar działania tego sprzedawcy”.

W ocenie Sądu Najwyższego, skoro obowiązek z art. 9a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne ciąży na przedsiębiorstwie energetycznym będącym sprzedawcą z urzędu, to „obszarem działania tego sprzedawcy” jest tylko taki obszar, na którym przedsiębiorstwo energetyczne działa w charakterze sprzedawcy z urzędu. Ponieważ w dacie wydania zaskarżonej decyzji Prezesa URE nie wybrano ani nie wyznaczono sprzedawców z urzędu „obszar działania tego sprzedawcy” należy ustalać z uwzględnieniem regulacji przejściowych zawartych w ustawach nowelizujących Prawo energetyczne, tj. z 2005 r. oraz z 2010 r. Jak podkreślił Sąd Najwyższy, w sprawie będącej przedmiotem postępowania, znajduje zastosowanie art. 10 ustawy nowelizującej z 2010 r. z którego wynika, że do dnia wyłonienia sprzedawcy z urzędu, przedsiębiorstwem energetycznym zobowiązanym do zakupu energii od odnawialnych źródeł energii na zasadach art. 9a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne jest „podmiot wykonujący zadania sprzedawcy z urzędu”. Natomiast o tym, jaki podmiot wykonuje te zadania rozstrzyga (nadal) art. 10 ust. 2 ustawy nowelizującej z 2005 r., ponieważ przepis ten nie został uchylony przez ustawę nowelizującą z 2010 r. Z art. 10 ust. 2 ustawy nowelizującej z 2005 r. w związku z art. 10 ust. 1 tej ustawy wynika w sposób jednoznaczny, że przedsiębiorstwo energetyczne, działające w segmencie obrotu, wykonuje zadania sprzedawcy z urzędu

w stosunku do odbiorców przyłączonych do sieci tego podmiotu, z którego wyodrębniono „wykonującego zadania sprzedawcy z urzędu”. Zatem to sieć operatora systemu dystrybucyjnego (tworzącego wcześniej, wraz z przedsiębiorstwem obrotu obciążonym obowiązkiem z art. 9a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, zintegrowane pionowo przedsiębiorstwo energetyczne) stanowi obszar działania przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem energią, na którym wykonuje ono (przejściowo) zadania sprzedawcy z urzędu.

W konkluzji Sąd Najwyższy stwierdził, że przedsiębiorstwo energetyczne, które na podstawie art. 10 ustawy nowelizującej z 2005 r. wykonuje zadania sprzedawcy z urzędu, jest zobowiązane do zakupu energii z odnawialnych źródeł energii na podstawie art. 10 ustawy z 2010 r. w zw. z art. 9a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, wytworzonej w tych źródłach odnawialnych, które są przyłączone do sieci przesyłowej na terenie, na którym zlokalizowana jest sieć operatora systemu dystrybucyjnego wchodzącego w skład zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa energetycznego, z którego wyodrębniono podmiot zajmujący się obrotem energią.

Zwrócić należy również uwagę na pogląd wyrażony przez Sąd Najwyższy w sprawach dotyczących publicznoprawnego obowiązku przyłączenia. Mianowicie w **wyroku z 6 października 2016 r., sygn. akt III 50/15** Sąd Najwyższy rozstrzygnął dwa istotne zagadnienia. Pierwsze dotyczyło kompetencji do orzekania przez Prezesa URE w sprawach odmowy zawarcia umowy, w sytuacji wyłącznej odmowy wydania warunków przyłącze-

nia. Drugie zagadnienia dotyczyło zaś dopuszczalności zmian podmiotowych w toku badania wniosku o wydanie warunków przyłączenia. W wyroku Sąd Najwyższy potwierdził możliwość rozstrzygnięcia spraw oraz możliwości ewentualnego orzeczenia treści umowy, w sprawach w których doszło tylko do odmowy wydania przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków przyłączenia. Ponadto Sąd wyraził pogląd akceptujący dopuszczalność przekształceń podmiotowych po stronie wnioskodawcy za zgodą przedsiębiorstwa sieciowego w toku badania wniosku o wydanie warunków przyłączenia. Sąd ten uznał, że zgoda ta może być wyrażona wprost albo w sposób dorozumiany poprzez przystąpienie do merytorycznego rozpatrywania wniosku.

Na uwagę zasługuje także **wyrok Sądu Najwyższego z 7 kwietnia 2016 r. sygn. akt III SK 15/15**, w którym Sąd rozpoznając skargę kasacyjną Prezesa URE w sprawie o ustalenie wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, wskazała, że kwoty korekty ustala się „w związku z obowiązkiem odbioru gazu ziemnego na poziomie wynikającym z ilości zakontraktowanego paliwa”. Zdaniem Sądu koszty te służą refundacji kosztów zakupu określonej ilości gazu, które były określone w długoterminowej umowie na dostawę gazu ziemnego. Gazowe koszty osierocone służą zatem pokryciu należności wytwórcy wynikających wyłącznie z zakupu takiej ilości gazu ziemnego, która w danej umowie była objęta obowiązkiem odbioru, a więc w zakresie, w którym odbiorca był obciążony obowiązkiem zapłaty opłaty na rzecz dostawcy za nieodebrane paliwo.

Prezentowane w powyższym wyroku stanowisko znalazło odzwierciedlenie w postanowieniach Sądu Najwyższego z 7 kwietnia 2016 r., III SK 17/15, z 12 maja 2016 r., III SK 48/15 oraz z 12 maja 2016 r., III SK 9/16, skutkując odmową przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej strony powodowej.

Kolejnym istotnym orzeczeniem Sądu Najwyższego jest **wyrok z 10 listopada 2016 r. sygn. akt III SK 53/13**, w sprawie korekty rocznej kosztów osieroconych w aspekcie zasad korygowania wytwórców wchodzących w skład grupy kapitałowej. W przedmiotowej sprawie Sąd Najwyższy skierował pytanie prawne do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej. 15 września 2016 r. Trybunał wydał wyrok sygn. akt C-547/14, zgodnie z którym „*przy określaniu rocznej korekty rekompensaty kosztów osieroconych, którą należy wypłacić wytwórcy należącemu do grupy kapitałowej, należy uwzględnić tę przynależność i, co za tym idzie, wynik finansowy grupy w momencie dokonywania tej korekty*”. W oparciu o przedstawiony powyżej pogląd Sąd Najwyższy uwzględnił prezentowane przez Prezesa URE stanowisko dotyczące tzw. podejścia dynamicznego, a tym samym dokonując rozliczenia korekty rocznej kosztów osieroconych z uwzględnieniem wyniku finansowego podmiotu wchodzącego w skład jednej grupy kapitałowej, o którym mowa w art. 32 ustawy o rozwiązaniu KDT.

VI. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2016 r. zostały przekazane 3 skargi.

W 2016 r. WSA wydał 17 orzeczeń, w tym 11 postanowień i 6 wyroków. Rozpatrywane przez WSA sprawy dotyczyły skarg na bezczynność Prezesa URE oraz przewlekłość prowadzenia postępowania, jak również na czynności tego organu. W wyniku rozpoznania tych skarg Sąd: w 3 przypadkach oddalił skargi na bezczynność i przewlekłość postępowania przed Prezesem URE, w 9 przypadkach odrzucił skargi. W 1 przypadku natomiast zobowiązał Organ do rozpatrzenia wniosku strony. W kolejnych 2 przypadkach postępowanie zostało umorzone, natomiast w 2 przypadkach WSA uchylił postanowienia Prezesa URE wydane w postępowaniu egzekucyjnym.

VII. Od orzeczeń WSA zostały wniesione 3 skargi kasacyjne Prezesa URE do Naczelnego Sądu Administracyjnego oraz 2 zażalenia stron.

W 2016 r. Naczelny Sąd Administracyjny rozpoznał 1 skargę kasacyjną Prezesa URE w przedmiocie rozpoznania wniosku o udostępnienie informacji publicznej, którą oddalił.

Ponadto NSA wydał dwa postanowienia: w 1 przypadku oddalił zażalenie na postanowienie WSA, który odrzucił skargę przedsiębiorstwa energetycznego na postanowienie Prezesa URE w przedmiocie odmowy uwzględnienia zarzutów zgłoszonego w postępowaniu egzekucyjnym. Natomiast drugie postanowienie tego Sądu uchyliło postanowienie WSA odrzucające skargę strony na czynności Prezesa URE w przedmiocie sporządzenia i ogłoszenia wykazu odbiorców przemysłowych.

VIII. Statystyka spraw rozstrzygniętych w SOKiK w 2016 r. przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 132 sprawy¹²⁾, a przegrał 30¹³⁾.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Apelacyjnym w Warszawie w 2016 r. przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 47 spraw¹⁴⁾, a przegrał 36 spraw¹⁵⁾.

Statystyka spraw rozstrzygniętych w Sądzie Najwyższym w 2016 r. przedstawia się następująco: Prezes URE wygrał 18 sprawy¹⁶⁾ i 11 spraw przegrał¹⁷⁾.

¹²⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego sprawozdania, uznano: oddalenie odwołania od decyzji Prezesa URE, oddalenie zażalenia na postanowienie Prezesa URE, odrzucenie tych odwołań i zażaleń, odrzucenie apelacji i zażalenia powoda oraz umorzenie postępowania odwoławczego.

¹³⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego sprawozdania, uznano: uchylene zaskarżonej decyzji Prezesa URE oraz uchylene zaskarżonego postanowienia Prezesa URE (często w skutek zmiany przed wydaniem wyroku obowiązujących przepisów prawa), zmianę zaskarżonej decyzji (najczęściej polega to jednak na uznaniu zasadności kierunku rozstrzygnięcia dokonanego przez regulatora przy jednoczesnym obniżeniu wysokości kary pieniężnej).

¹⁴⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego sprawozdania, uznano: oddalenie apelacji powoda, oddalenie zażalenia powoda, zmianę wyroku/postanowienia SOKiK na skutek apelacji/zażalenia Prezesa, odrzucenie zażalenia strony, umorzenie postępowania apelacyjnego.

¹⁵⁾ Przez co, na potrzeby niniejszego sprawozdania, uznano: oddalenie apelacji Prezesa URE, zmianę wyroku SOKiK, uchylene wyroku i przekazanie sprawy do ponownego rozpatrzenia SOKiK na skutek apelacji powoda, oddalenie zażalenia Prezesa URE, uchylene postanowienia SOKiK na skutek zażalenia powoda.

¹⁶⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej strony, uchylene wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej powoda do rozpoznania, oddalenie zażalenia powoda na postanowienie SA, odrzucenie skargi kasacyjnej.

¹⁷⁾ Przez co należy rozumieć: oddalenie skargi kasacyjnej pozwanego, uchylene zaskarżonego wyroku SA i przekazanie sprawy do ponownego rozpoznania, odmowę przyjęcia skargi kasacyjnej pozwanego do rozpoznania.

Wyjaśnić należy, że niekorzystne rozstrzygnięcia Sądu I instancji zostały zaskarżone przez Prezesa URE do Sądu Apelacyjnego. Zatem, spraw tych – wbrew dotychczasowej statystyce – nie można uznać za definitywnie zakończone w sposób negatywny dla organu regulacyjnego, ponieważ apelacje wniesione przez Prezesa URE nie zostały jeszcze rozstrzygnięte przez Sąd Apelacyjny. Podobna sytuacja odnosi się do niekorzystnych dla Prezesa URE orzeczeń Sądu Apelacyjnego, od których w większości przypadków zostały wniesione skargi kasacyjne.

IX. W kontekście dokonanej analizy liczbowej prowadzonych spraw sądowych warto zauważyć, że w ostatnich latach coraz bardziej wyraźna jest tendencja wydłużania poszczególnych postępowań sądowych, w sądach wszystkich instancji i rodzajów, przed które jest pozywany Prezes URE. Wydaje się, że obserwowana sytuacja jest konsekwencją coraz większego stopnia skomplikowania (zarówno pod względem prawnym, jak i faktycznym) prowadzonych przez Prezesa URE postępowań. W niektórych sprawach, ze względu na niejednoznaczność przepisów prawa, występują duże wątpliwości interpretacyjne, co skutkuje niejednokrotnie rozbieżnością w orzecznictwie, a w konsekwencji korzystaniem przez strony z przysługujących im dalszych środków zaskarżenia. W innych przypadkach, ustalenie stanu faktycznego sprawy wymaga wiadomości specjalnych (zwłaszcza technicznych i ekonomicznych), dotyczy to w szczególności sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci (głównie w przypadku odmowy

przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii), postępowań w sprawie wymierzenia kary za nieutrzymywanie w należyłym stanie technicznym infrastruktury energetycznej wykorzystywanej do wykonywania działalności koncesjonowanej, jak również postępowań w sprawach o zatwierdzenie taryf i wymierzania kar za niezgodną z wymaganiami jakość paliw ciekłych.

W związku z tym, sądy niejednokrotnie korzystają z wiedzy specjalistów przeprowadzając dodatkowe dowody z opinii biegłych, jak również dowody z przesłuchania świadków lub stron (głównie przedsiębiorców). Podkreślić przy tym należy, że w roku sprawozdawczym wątpliwości sądu miały przede wszystkim charakter natury prawnej w związku z postępującymi zmianami przepisów. Ponadto sądy nierzadko zobowiązują strony postępowania do złożenia dodatkowych wyjaśnień, co nie pozostaje bez wpływu na termin zakończenia sprawy. Nadmienić również należy, że niejednokrotnie Sąd Apelacyjny uchyla zaskarżony wyrok i przekazuje sprawę do ponownego rozpatrzenia Sądowi I instancji, w przypadku nie przeprowadzenia przez ten Sąd wnioskowanych przez strony dowodów, o ile uzna, że są one istotne dla rozstrzygnięcia sprawy. W konsekwencji, rozpatrzenie sprawy i wydanie wyroku poprzedzone jest kilkoma rozprawami. W zasadzie do standardu można zaliczyć odraczanie wydania wyroku (zasadniczo do 14 dni) po zamknięciu rozprawy – co świadczy o tym, że sądy mają duże wątpliwości co do ocenianej materii poszczególnych spraw.

Odnosząc się do spraw przegranych godzi się wyjaśnić, że uchylene lub zmiana decyzji Prezesa

URE przez Sąd Okręgowy niejednokrotnie następuje z przyczyn niezależnych od organu regulacyjnego. Dotyczy to w szczególności zmiany stanu prawnego lub faktycznego sprawy zaistniałego już po wydaniu zaskarżonej decyzji, które to okoliczności Sąd rozpoznający sprawę uwzględnia z urzędu. Aktualizuje się to szczególnie obecnie ze względu na dużą dynamikę zmian prawa. Dotyczy to również spraw, w których na skutek mediacji Prezesa URE strony sporu doszły do porozumienia ale dopiero na etapie postępowania sądowego. W przypadku zawarcia przez strony ugody (umowy), sądy uchylają zaskarżoną decyzję (np. w sprawach o przyłączenie do sieci). Mając na uwadze, że ustawa – Prawo energetyczne na przestrzeni kilkunastu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana, problem uchylecia lub zmiany decyzji, która była prawidłowa w dniu jej wydania staje się jedną z podstawowych przyczyn takich zmian.

Równie częstą przyczyną zmian decyzji Prezesa URE jest obniżenie poziomu kary. Niejednokrotnie sąd jako przesłankę zmniejszenia wysokości kary wskazuje aktualną na dzień orzekania sytuację finansową przedsiębiorcy, która uległa zmianie po wydaniu decyzji. Powyższe zmiany decyzji Prezesa URE są konsekwencją kontynuacji przyjętej w ostatnim okresie przez Sąd Okręgowy jak również Sąd Apelacyjny polityki „łagodzenia kar”. Sądy, podobnie jak w latach poprzednich, miarkując karę najczęściej obniżają jej wysokość (lub odstępują od jej wymierzenia), co skutkuje zmianą decyzji Prezesa URE w tym zakresie, chociaż – co do zasady – Sąd podziela stanowisko organu regulacyjnego w kwestii stwierdzonego naruszenia prawa.

Nadmienić także wypada, że sądy wszystkich instancji kontynuują dotychczasowe podejście do charakteru odpowiedzialności za naruszenie przepisów ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym to Prezes URE jest odpowiedzialny za wykazanie dokonanego naruszenia, przy zachowaniu podwyższonych standardów ochrony. Z konstrukcji tej odpowiedzialności – w ocenie sądów – wynika, że na przedsiębiorstwo energetyczne nie można nałożyć kary pieniężnej, jeżeli naruszenie obowiązków wynikających z Prawa energetycznego nie jest rezultatem jego zachowania (działania lub zaniechania), lecz niezależnych od niego, pozostających poza jego kontrolą okoliczności o charakterze zewnętrznym, uniemożliwiających nie tyle przypisanie przedsiębiorstwu energetycznemu winy umyślnej lub nieumyślnej, co nie pozwalających na zbudowanie rozsądnego łańcucha przyczynowo-skutkowego między zachowaniem przedsiębiorstwa energetycznego, a stwierdzeniem stanu odpowiadającego hipotezie normy sankcjonowanej karą pieniężną. Rozpoznając sprawy z odwołania od decyzji Prezesa URE wymierzających kary pieniężne, Sądy I i II instancji przyjmując prezentowany wyżej pogląd, niejednokrotnie uchylają zaskarżone decyzje uznając, że to na organie regulacyjnym spoczywa obowiązek wykazania i to często w znaczeniu prawnokarnym, że przedsiębiorstwo swoim działaniem (zaniechaniem) naruszyło przepisy Prawa energetycznego.

Jest to wnioskowanie nieuprawnione, choćby z faktu, że Prezes URE nie jest jednym z organów ścigania, nie dysponuje takimi możliwościami i kompetencjami, zatem trudno uznawać, że jest

zobligowany do stosowania standardów wyznaczonych zasadami określonymi w prawie i procedurze karnej, na co słusznie zwrócił uwagę Sąd Najwyższy w postanowieniu z 5 grudnia 2013 r., sygn. akt III SK 24/13. W postanowieniu tym Sąd Najwyższy, na bazie dotychczasowego orzecznictwa zasadnie wyjaśnił m.in., że w orzecznictwie Europejskiego Trybunału Praw Człowieka (ETPC) czyni się rozróżnienie pomiędzy odpowiedzialnością represyjną o charakterze *stricte* karnym a odpowiedzialnością represyjną o charakterze zbliżonym do odpowiedzialności karnej. W związku z tym administracyjne kary pieniężne o wysokim poziomie dolegliwości zaliczane są do tej drugiej kategorii. W ich przypadku nie ma potrzeby wprowadzania takich samych przesłanek i zasad odpowiedzialności, jak w przypadku odpowiedzialności *stricte* karnej. Równocześnie Sąd Najwyższy podkreślił, że w orzecznictwie Sądu Najwyższego odwołania do standardu konwencyjnego służą jedynie uwypukleniu i uzasadnieniu potrzeby weryfikacji przez sądy orzekające w sprawach z odwołania od decyzji organów ochrony konkurencji i regulacji uchybień proceduralnych (por. wyroki Sądu Najwyższego z 21 września 2010 r., III SK 8/10; z 2 lutego 2011 r., III SK 18/10; z 7 lipca 2011 r., III SK 52/10, z 3 października 2013 r., III SK 67/12), a nie przeniesienia standardów prawno-karnych na grunt odmiennej procedury administracyjnej. Jednocześnie, do oceny stopnia szkodliwości czynu wpływającego na wysokość kary, jak również na możliwość zastosowania instytucji odstąpienia od wymierzenia kary (art. 56a ustawy – Prawo energetyczne) Sąd Najwyższy wskazał jako zasadne odwołanie się do sposobu

weryfikacji tego stopnia wypracowanego w prawie karnym, tj. przesłanek określonych w art. 115 § 2 Kodeksu karnego (wyrok SN z 5 lutego 2015 r., III SK 36/14).

Pogląd powyższy znalazł odzwierciedlenie w postanowieniu Sąd Najwyższego z 5 maja 2016 r., III SK 36/15. W uzasadnieniu tego orzeczenia Sąd Najwyższy po raz kolejny podkreślił, że „w sprawach z odwołania od decyzji organu regulacyjnego, w zakresie odpowiedzialności represyjnej, zapewnienie standardów wynikających z EKPC nie wymaga bezpośrednio przeniesienia instytucji i zasad prawa karnego na grunt prawa administracyjnego.”. Wobec powyższego należałoby bowiem oczekiwać, że sądy zweryfikują swoje stanowisko prezentowane w sprawach o wymierzenie kary pieniężnej za naruszenie przepisów Prawa energetycznego, w szczególności w odniesieniu do rozkładu ciężaru dowodu, co winno skutkować uznaniem, że to na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa ciężar wykazania, że dochowało należytej staranności w wykonywaniu działalności koncesjonowanej.

Jak bowiem wskazuje dotychczasowe orzecznictwo w tym zakresie, zmiana podejścia sądów co do rozkładu ciężaru dowodu następuje powoli.

Podkreślić także należy, że w dalszym ciągu w orzecznictwie Sądu Najwyższego utrzymuje się niepokojąca tendencja odmawiająca zasadności rozstrzygnięciom Prezesa URE dotyczącym kar pieniężnych¹⁸⁾. Jak wynika z uzasadnień wyroków

Sądu Najwyższego, mimo akceptacji, co do zasady, argumentów organu Sąd wydaje rozstrzygnięcia niekorzystne dla Prezesa URE skutkujące „zniesieniem” wymierzonej kary pieniężnej. W rezultacie liberalne podejście Sądu osłabia możliwość oddziaływania przez Prezesa URE na przedsiębiorców regulowanego sektora przy pomocy sankcji administracyjnych, które stanowią obok koncesjonowania, taryfowania i rozstrzygania sporów podstawowe narzędzie regulacyjne umożliwiające prawidłową realizację zadań powierzonych przez ustawodawcę organowi regulacyjnemu.

X. Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2016 r. wyniosły 9 808,50 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 29 620,00 zł.

.....

6. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne

W 2016 r. działalność Prezesa URE podlegała trzem kontrolom przeprowadzonym przez [Najwyższą Izbę Kontroli](#).

1. Wykonania budżetu państwa w 2015 r. w części 50-Urząd Regulacji Energetyki

Kontrola została przeprowadzona w URE w okresie od 1 lutego do 4 kwietnia 2016 r.

Zakres kontroli obejmował:

- 1) Wykonanie dochodów budżetu państwa, przy czym zgodnie z założeniami przyjętymi do kontroli wykonania budżetu państwa w 2015 r., kontrola dochodów budżetowych w części 50-URE została ograniczona do przeprowadzenia analizy porównawczej danych ujętych w rocznym sprawozdaniu budżetowym Rb-27 z wynikami roku ubiegłego;
- 2) Analizę porównawczą danych ujętych w rocznym sprawozdaniu budżetowym Rb-27 z wykonania planu dochodów budżetowych;
- 3) Wykonanie wydatków budżetu państwa, w tym efekty uzyskane w wyniku realizacji wydatków;
- 4) Prawidłowość sporządzenia rocznych sprawozdań budżetowych za 2015 r. oraz sprawozdań za IV kwartał 2015 r. w zakresie operacji finansowych;
- 5) Realizację wniosku pokontrolnego sformułowanego po poprzedniej kontroli budżetowej;
- 6) Nadzór i kontrolę sprawowane przez Prezesa URE w trybie art. 175 ust. 1 i 2 ustawy z 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych.

Kontrola zakończona była przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego.

Najwyższa Izba Kontroli oceniła pozytywnie wykonanie budżetu państwa w 2015 r. w części 50-Urząd Regulacji Energetyki.

2. „Zarządzania zapasami obowiązkowymi ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego”

Kontrola została przeprowadzona w URE w okresie od 29 kwietnia do 8 lipca 2016 r.

¹⁸⁾ Por. np. wyroki Sądu Najwyższego: z 22 czerwca 2016 r., III SK 33/15, z 20 stycznia 2015 r., III SK 28/14, z 28 stycznia 2015 r., III SK 29/14, z 5 lutego 2015 r., III SK 36/14.

Kontrola zakończona była przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego. NIK oceniła pozytywnie działania Prezesa URE związane z zarządzaniem запасami obowiązkowymi gazu ziemnego.

Ocena kontrolowanej działalności:

- 1) Prezes URE dysponował wiedzą umożliwiającą prawidłowe udzielanie koncesji i monitorowanie krajowego rynku paliw ciekłych i gazu. Był również informowany przez ministra właściwego do spraw energii o zwolnieniach przedsiębiorstw z obowiązku utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego. Posiadał ponadto informacje o działaniach przedsiębiorstw energetycznych podejmowanych w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa, w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz realizacji obowiązku utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego, przekazywane przez przedsiębiorstwa energetyczne zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zasobach;
- 2) Do Prezesa URE wpływały informacje wskazujące na przypadki prowadzenia działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji w zakresie wytwarzania i obrotu paliwami ciekłymi;
- 3) Prezes URE nakładał kary pieniężne na przedsiębiorców z tytułu prowadzenia działalności gospodarczej bez koncesji w zakresie wytwarzania i obrotu paliwami ciekłymi na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12a ustawy – Prawo energetyczne oraz z tytułu niedopełnienia obowiązków przedstawienia określonych informacji na podstawie art. 63 ust. 1 pkt 6 ustawy o zasobach;
- 4) Prezes URE dokonywał weryfikacji danych o wielkości zasobów obowiązkowych gazu

ziemnego, ustalonej przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, zgodnie z art. 25 ust. 3 ustawy o zasobach;

- 5) Prezes URE korzystał z dyspozycji art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, żądając od przedsiębiorstw energetycznych przedstawiania mu informacji dotyczących wykonywanej działalności gospodarczej;
- 6) Prezes URE korzystał z uprawnień do prowadzenia kontroli przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu dalszej odsprzedaży odbiorcom – w zakresie wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 24 ustawy o zasobach, tj. tworzenia i utrzymywania obowiązkowych zasobów gazu ziemnego.

3. „Zapobiegania nielegalnemu obrotowi paliwami ciekłymi”

Kontrola została przeprowadzona w urzędzie w okresie od 2 sierpnia do 21 października 2016 r. Celem kontroli była ocena przeciwdziałania zjawisku tzw. szarej strefy na rynku paliw ciekłych przez Prezesa URE.

Zakres kontroli obejmował trzy zakresy tematyczne:

1. Analizowanie wpływu szarej strefy na funkcjonowanie rynku paliw i podejmowanie działań w tym zakresie, w tym:
 - 1) ramy prawne oddziaływania Prezesa URE jako regulatora rynku paliw i jego główne źródła informacji o tym rynku,

- 2) ramy organizacyjno-finansowe wpływające na działalność Prezesa URE na rynku paliw,
- 3) działania podejmowane przez Prezesa URE na rynku paliw w powyższych uwarunkowaniach prawno-finansowych;

2. Koncesjonowanie i monitorowanie rynku paliw ciekłych, w tym:

- 1) organizacja realizacji zadań organu koncesyjnego,
- 2) koncesjonowanie paliw ciekłych,
- 3) narzędzia informatyczne wykorzystywane przez URE,
- 4) monitorowanie rynku paliw ciekłych;

3. Wpływ systemu kontroli na ograniczenie nielegalnego obrotu paliwami ciekłymi, w tym:

- 1) uwarunkowania kontroli prowadzonych przez Prezesa URE przedsiębiorstw sektora paliw ciekłych,
- 2) kontrola podmiotów realizujących NCW i NCR oraz monitorowanie realizacji NCW,
- 3) kary pieniężne wymierzone przedsiębiorstwom sektora paliw ciekłych,
- 4) kontrola i monitorowanie opłat koncesyjnych wnoszonych przez przedsiębiorstwa sektora paliw ciekłych.

Kontrola zakończona była przedłożeniem Prezesowi URE wystąpienia pokontrolnego.

Najwyższa Izba Kontroli nie stwierdziła nieprawidłowości w zakresie pkt 1 i oceniła pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w tym zakresie.

W zakresie pkt 2 Najwyższa Izba Kontroli oceniła, że Prezes URE realizował obowiązki ustawowe z zakresu koncesjonowania paliw ciekłych, jednakże sposób wykonywania zadań, jakkolwiek zgodny

z przepisami (z zastrzeżeniem stwierdzonych nieprawidłowości), nie zapewniał istotnego wkładu organu koncesyjnego w przeciwdziałanie zjawisku tzw. szarej strefy na rynku paliw ciekłych.

Najwyższa Izba Kontroli oceniła, że w zakresie pkt 3 podejmowane przez Prezesa URE działania kontrolne oraz monitorowanie realizacji NCW nie miały związku z ograniczeniem zjawiska tzw. szarej strefy. Nakierowane były one przede wszystkim na wymierzanie kar za nieprawidłowości w prowadzeniu działalności objętej koncesją ujawnione głównie w wyniku analizy dokumentów przesłanych przez przedsiębiorców. Jednocześnie Prezes URE nie wykorzystywał też dostępnych w urzędzie danych (np. o opłatach koncesyjnych lub podmiotach zobowiązanych do realizacji NCW) do działań mających na celu ograniczanie zjawiska tzw. szarej strefy.

Informacje dotyczące poszczególnych kontroli przeprowadzanych w URE są dostępne na stronie www.bip.ure.gov.pl. Dokumenty kontroli udostępniane są na wniosek, zgodnie z przepisami ustawy z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej¹⁹⁾.



7. Kontrola zarządcza

Zgodnie z ustawą o finansach publicznych²⁰⁾ Prezes URE jest zobowiązany do zapewnienia

funkcjonowania w urzędzie adekwatnej, skutecznej i efektywnej kontroli zarządczej. Jest ona rozumiana jako ogół działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy. Celem kontroli zarządczej jest zapewnienie:

- 1) zgodności działalności z przepisami prawa oraz procedurami wewnętrznymi,
- 2) skuteczności i efektywności działania,
- 3) wiarygodności sprawozdań,
- 4) ochrony zasobów,
- 5) przestrzegania i promowania zasad etycznego postępowania,
- 6) efektywności i skuteczności przepływu informacji,
- 7) zarządzania ryzykiem.

W 2016 r., na podstawie zarządzenia Prezesa URE nr 5/2016 wprowadzono nowy system kontroli zarządczej w URE, w odniesieniu do wszystkich aspektów wynikających ze standardów kontroli zarządczej określonych przez Ministra Finansów.

System kontroli zarządczej w URE stanowi zbiór procedur i wytycznych dotyczących ogółu działań podejmowanych dla zapewnienia realizacji celów i zadań urzędu w sposób zgodny z prawem, efektywny, oszczędny i terminowy. System kontroli zarządczej obejmuje w szczególności:

- 1) wyznaczenie celów i zadań do *Planu działalności URE* oraz planów działalności komórek organizacyjnych, a także mierników określających stopień realizacji celów i zadań służących ich osiągnięciu,
- 2) zarządzanie ryzykiem,
- 3) monitorowanie funkcjonowania systemu kontroli zarządczej,

4) dokonywanie oceny systemu kontroli zarządczej, w tym sporządzanie oświadczeń o stanie kontroli zarządczej,

5) zapewnianie Prezesowi URE i Dyrektorowi Generalnemu informacji o stanie kontroli zarządczej w urzędzie, w szczególności sporządzanie sprawozdań i przegląd systemu kontroli zarządczej w URE.

Decyzją Prezesa URE nr 12/2016 powołano zespół ds. zarządzania ryzykiem – organ doradczy Prezesa URE w zakresie identyfikacji i analizy ryzyka. Główne zadania zespołu to w szczególności:

- współpraca z Prezesem URE w celu przyjęcia celów strategicznych,
- opiniowanie planu działalności URE na dany rok,
- opiniowanie wyników analizy i oceny ryzyka oraz mechanizmów kontroli,
- rekomendowanie poziomu akceptowalności ryzyka,
- opiniowanie metod postępowania z ryzykiem,
- wspieranie działań na rzecz zwiększenia świadomości w zakresie kontroli zarządczej.

Kierujący komórkami organizacyjnymi wykonywali w 2016 r. zadania związane z funkcjonowaniem systemu kontroli zarządczej w URE, tj.:

- przygotowali plan działalności kierowanej komórki organizacyjnej na 2016 r. oraz monitorowali realizację celów i zadań określonych w planie,
- przygotowali sprawozdania z planu działalności kierowanej komórki organizacyjnej (za okres I i II półrocza 2016 r.),
- monitorowali realizację celów i zadań określonych w *Planie działalności URE na 2016 r.*, zgodnie z kompetencjami kierowanej komórki organizacyjnej,
- przeprowadzali samoocenę w kierowanej komórce organizacyjnej,

¹⁹⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1764.

²⁰⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 885 z późn. zm.

- przygotowali oświadczenia o stanie kontroli zarządczej w kierowanych komórkach organizacyjnych,
- identyfikowali ryzyka związane z realizacją zadań i działaniem kierowanej komórki organizacyjnej,
- dokonywali oceny wpływu ryzyka na uzyskane wyniki i cele kierowanej komórki organizacyjnej,
- określali praktyczne sposoby zarządzania ryzykiem i jego minimalizowania,
- zapewniali dokumentowanie procesów związanych z funkcjonowaniem systemu kontroli zarządczej w kierowanej komórce organizacyjnej.

Przygotowano *Plan działalności URE na 2016 r.*, do którego propozycje celów i zadań oraz wielkości mierników przedstawili kierujący komórkami organizacyjnymi. Dokument opracowano zgodnie z celami strategicznymi polityki energetycznej Polski, założeniami i priorytetami urzędu, w szczególności przyjętymi przy planowaniu budżetu zadaniowego.

Celem do realizacji na 2016 r. było *Równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii (działanie 6.2.1.7. – Regulacja sektora paliwowo-energetycznego, realizacja systemów wsparcia energetyki przyjaznej środowisku, oraz wspieranie konkurencji na rynkach paliw i energii, podzadanie 6.2.1. – Rynki paliw i energii, zadanie 6.2. Bezpieczeństwo gospodarcze państwa).*

Najważniejsze zadania służące realizacji powyższego celu:

- 1) Nadzór nad rynkami paliw i energii;
- 2) Regulacja sektora paliwowo-energetycznego, realizacja systemów wsparcia energetyki przyjaznej środowisku oraz wspieranie rozwoju konkurencji na rynkach paliw i energii.

Sprawozdanie z wykonania *Planu działalności URE na 2016 r.* wraz z oświadczeniem o stanie kontroli zarządczej określa stopień realizacji zaplanowanych celów. Prezes URE przedstawia ocenę funkcjonowania kontroli zarządczej opartą o wyniki: monitoringu realizacji zadań i celów, kontroli zewnętrznych, samooceny kontroli zarządczej i oceny z przeprowadzanych audytów, składając oświadczenie o stanie kontroli zarządczej za rok ubiegły.

Plan działalności URE na 2016 r., sprawozdanie z wykonania *Planu* oraz oświadczenie o stanie kontroli zarządczej na dany rok kalendarzowy są dostępne w Biuletynie Informacji Publicznej²¹⁾ urzędu na stronie www.bip.ure.gov.pl.



Część II. Elektroenergetyka



1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna

1.1. Rynek hurtowy

Wielkość i struktura wytwarzania energii elektrycznej

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2016 r. ukształtował się na pozio-

mie zbliżonym do poziomu z roku poprzedniego i wyniósł 162 626 GWh (wzrost o 0,5%). W tym samym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 164 625 GWh i zwiększyło się o prawie 2,0% w porównaniu z 2015 r. Tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe niż tempo wzrostu PKB w 2016 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 2,8%.

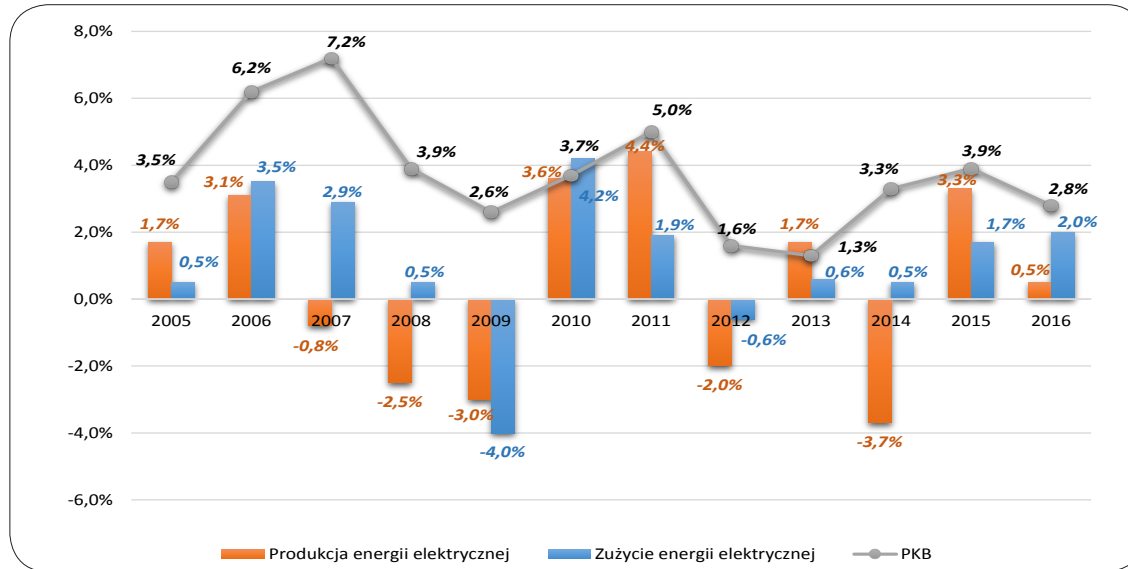
Na rys. 6 (str. 29) przedstawiono informacje dotyczące zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2016 r. i w latach poprzednich na tle zmian PKB.

W 2016 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 7,8% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 6,7% rozchodu energii elektrycznej²²⁾, podczas gdy w 2015 r. oba te parametry były na zbliżonym poziomie i oscylowały wokół 8% przychodu i rozchodu energii elektrycznej.

W tab. 2 na str. 29 przedstawiono strukturę produkcji, zużycie i krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej energii elektrycznej w latach 2016–2015.

²²⁾ Bilans handlowy wymiany międzysystemowej został opisany w pkt 6.2. „Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci”, w dalszej części Sprawozdania.

²¹⁾ Obowiązek publikacji wyniku z przepisów art. 70 ustawy o finansach publicznych.

Rysunek 6. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005–2016

Źródło: URE na podstawie danych GUS i PSE S.A.

Uwaga! Dane dotyczące PKB za 2015 r. w tym Sprawozdaniu różnią się od analogicznych danych w Sprawozdaniu za 2015 r. ze względu na fakt, że w 2016 r. GUS dokonał weryfikacji poziomu PKB za ten rok.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2016 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2015 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. W badanym okresie spadła dynamika wzrostu produkcji energii elektrycznej z OZE w porównaniu do lat poprzednich, przy czym liderem produkcji w tym segmencie pozostawała nadal generacja wiatrowa (rys. 7 str. 30).

W 2016 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 41 396 MW, a moc osiągalna – 41 278 MW,

co stanowi wzrost odpowiednio o 2,4% oraz o 3,8% w stosunku do 2015 r.²³⁾ Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 483 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 546 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 1,2% i spadek o 1,8% w stosunku do 2015 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2016 r. pozostawała na podobnym poziomie

²³⁾ Stan na 31 grudnia 2016 r., dane PSE S.A.

Tabela 2. Struktura produkcji, krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2015–2016 [GWh]*

	2015 r.	2016 r.	Dynamika**
Produkcja energii elektrycznej ogółem	161 772	162 626	100,53
z tego: elektrownie na węglu kamiennym	81 883	81 348	99,35
elektrownie na węglu brunatnym	53 564	51 204	95,59
elektrownie gazowe	4 193	5 776	137,75
elektrownie przemysłowe	9 757	10 130	103,82
elektrownie wodne	2 261	2 399	106,10
źródła wiatrowe	10 041	11 623	115,76
inne źródła odnawialne	73	146	200,00
Saldo wymiany zagranicznej	-334	1 999	-
Krajowe zużycie energii	161 438	164 625	101,97

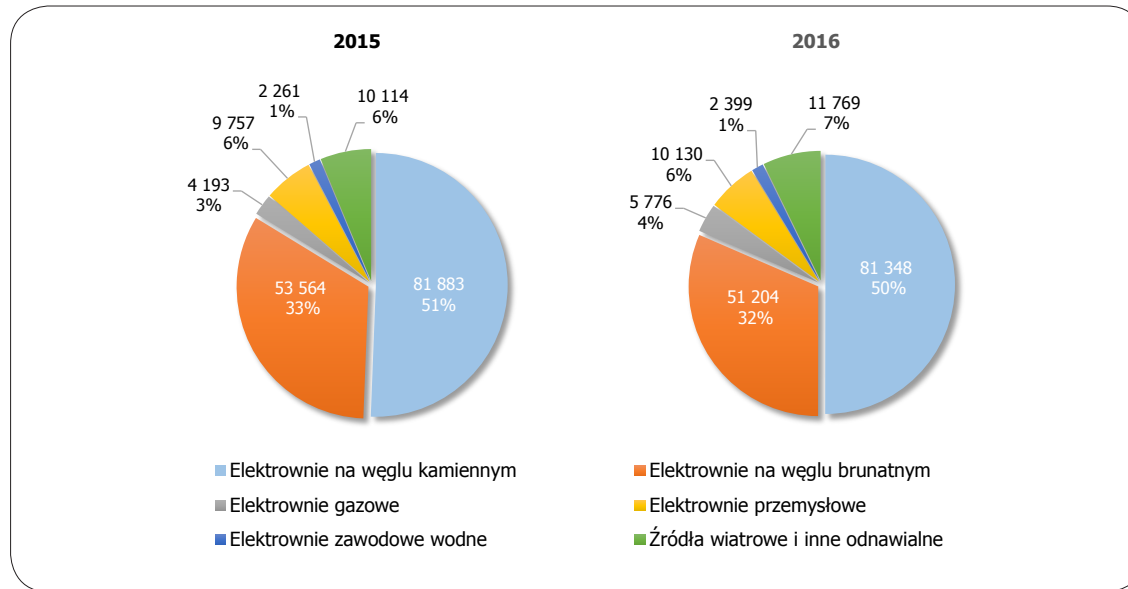
* Prezentowane wielkości są wyznaczane na podstawie pomiarów zbieranych przez OSP w czasie bieżącego prowadzenia ruchu KSE. Dlatego w niektórych przypadkach mogą one różnić się od ostatecznych danych przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne dla celów statystycznych.

** 2016 r./2015 r.; 2015 r. = 100

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

jak w 2015 r. i wyniosła 69,4% (wzrost o 0,6 punktu procentowego w stosunku do 2015 r.)²⁴⁾.

²⁴⁾ Dane na podstawie średnich rocznych wartości z dni roboczych ze szczytu wieczornego, dane PSE S.A.

Rysunek 7. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2015–2016 [GWh]

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Uwaga! Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

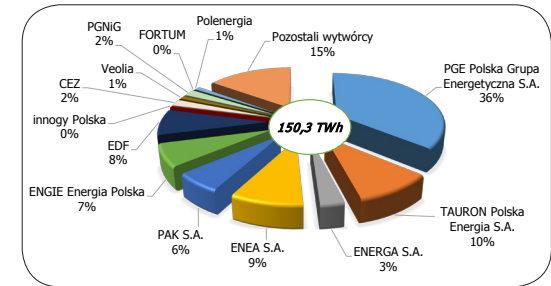
Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2016 r., który wyniósł 35,8%²⁵⁾, wciąż utrzymywała grupa kapi-

²⁵⁾ Udział liczony według energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

tałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (spadek o 1,5 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego). Natomiast na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych liderem była TAURON Polska Energia S.A. z udziałem 10,2% (spadek o 1,1 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego).

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

Rysunek 8. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2016 r.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Uwaga! W 2016 r. spółka RWE Polska S.A. zmieniła nazwę na Innogy Polska S.A.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2016 r. wyniósł 54,9%, co oznacza spadek o 2,5 punktu procentowego w porównaniu do roku poprzedniego. Podobnie, zmniejszeniu uległ wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – o 1,4 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponowali w sumie niewiele ponad połową mocy zainstalowanych i odpowiadali za mniej niż 60% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 3 (str. 31).

Tabela 3. Udziały w rynku i stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI ²⁶⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2015	5	6	52,2	57,4	1 366,0	1 762,9
2016	5	6	50,8	54,9	1 309,3	1 640,0

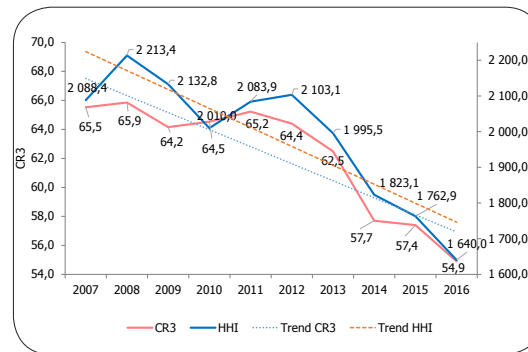
* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Wieloletni trend spadkowy dotyczy w szczególności wskaźników HHI, mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych). W 2016 r. spadek tych wskaźników był znaczący i wyniósł odpowiednio 4,2% i 7,0% w porównaniu do roku poprzedniego. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji już w 2015 r. osiągnął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest średni. Natomiast liczony dla mocy zainstalowanej – znajduje się znacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji.

²⁶⁾ 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).

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007–2016 została przedstawiona na rysunku poniżej.

Rysunek 9. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2016

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Zmiana wskaźnika w ostatnich latach jest spowodowana w głównej mierze wzrostem produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, przede wszystkim wiatrowych, w krajowym bilansie produkcji tej energii.

Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

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

Poniższe zestawienia tabelaryczne (str. 32) przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2015–2016.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, w 2016 r. w przypadku wytwórców główne formy sprzedaży energii elektrycznej stanowiły: sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znacznie miała giełda energii (45% udział w całkowitej sprzedaży wytwórców) oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu (44% udział). Należy jednak zwrócić uwagę, że udział sprzedaży energii elektrycznej poprzez giełdę energii w tej grupie przedsiębiorstw

Tabela 4. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2015–2016 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2015	66,9	71,3	7,9	0,0	3,7	3,4
2016	64,7	66,0	10,0	0,0	2,5	3,2

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

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Tabela 5. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2015–2016 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2015**	142,8	81,5	6,2	1,4	116,0	24,4
2016	131,7	90,8	5,1	2,9	116,7	19,3

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

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2015 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

energetycznych systematycznie spada (spadek o 2 punkty procentowe w 2016 r. w porównaniu do roku poprzedniego). W 2016 r. wzrosła sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórców na rynek bilansujący.

Natomiast przedsiębiorstwa obrotu kierują swoją sprzedaż energii elektrycznej głównie do innych przedsiębiorstw obrotu (36% udział w całkowitym obrocie przedsiębiorstw obrotu) oraz do odbiorców końcowych (32% udział). W znacznym stopniu kierują również swoją sprzedaż energii elektrycznej na giełdę (25% udział), a udział tej ostatniej formy sprzedaży od kilku lat systematycznie wzrasta.

Handel energią elektryczną na krajowym rynku hurtowym jest realizowany w ramach kontraktów bilateralnych (rynek OTC), na rynku zorganizowanym prowadzonym przez TGE S.A. (giełda energii) oraz za pośrednictwem platform brokerskich.

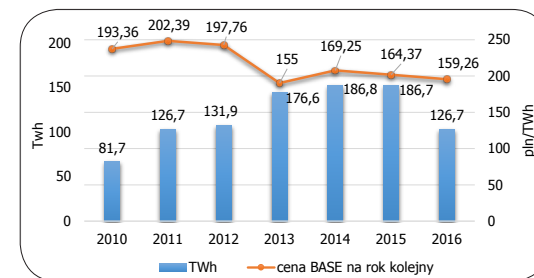
Sprzedaż energii elektrycznej poprzez giełdę

Obrót na giełdzie energii prowadzony jest od godz. 8:00 do godz. 15:30 przez 365 (lub 366) dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii elektrycznej oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać sa-

modzielnie po wstąpieniu w poczet członków giełdy (poprzez zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich.

Na rysunku poniżej przedstawiono wolumen obrotu oraz średnioważone ceny energii elektrycznej dla kontraktu rocznego w dostawie pasmowej (kontrakt typu BASE) w latach 2010–2016.

Rysunek 10. Średnioważona wolumenem cena energii elektrycznej dla kontraktu typu BASE na rok następny oraz całkowity wolumen obrotu energią elektryczną w danym roku



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2016 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 126,7 TWh i był mniejszy o 32,2% w stosunku do 2015 r., w którym wolumen ten wyniósł 186,7 TWh. Natomiast całkowity wolumen transakcji dotyczących sprzedaży energii elektrycznej z dostawą w 2016 r. wyniósł 179,3 TWh, co stanowiło 107,6% produkcji energii elektrycznej brutto w 2016 r.

W 2016 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżące-

go (RDB), Rynek Dnia Następnego (RDN), Rynek Terminowy Towarowy (RTT, w tym również w systemie aukcji) oraz nowo powstały Rynek Instrumentów Finansowych (RIF). Status członka TGE S.A. posiada 71 podmiotów, przy czym 40 z nich aktywnie uczestniczy w obrocie na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez TGE S.A.

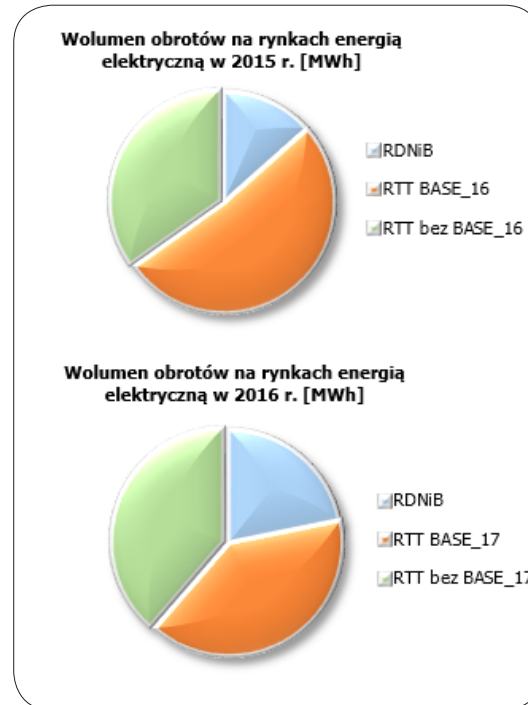
Największy wolumen obrotu jest realizowany na RTT. W 2016 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 18 608 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 99 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem w 2016 r. był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2017 rok (BASE_Y-17). Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2016 r. wyniósł 43,7 TWh – stanowi to 44,1% łącznego wolumenu odnotowanego na parkiecie RTT w zakresie obrotu energią elektryczną w ubiegłym roku.

W 2016 r. na RDN zawarto 1 326 385 transakcji. Członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 27,6 TWh, co oznacza wzrost o 9,9% w stosunku do roku poprzedniego. W 2016 r. na RDB zawarto 5 572 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 71,36 GWh.

Na rys. 11 przedstawiono strukturę obrotu energią elektryczną w latach 2015–2016 na rynkach prowadzonych przez TGE S.A.

W listopadzie 2015 r. na TGE S.A. uruchomiono także nowy Rynek Instrumentów Finansowych (RIF), na którym możliwy jest handel instrumentami pochodnymi (kontrakty *futures*), dla których instrumentem bazowym jest indeks TGe24 (publiko-

Rysunek 11. Struktura obrotu energią elektryczną w latach 2015–2016 na rynkach prowadzonych przez TGE S.A. [MWh]



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

wany przez Giełdę od 30 czerwca 2015 r.). Obecnie do prowadzenia działalności na RIF uprawnionych jest siedem podmiotów. Rozliczenie i rozrachunek transakcji zawieranych na RIF odbywa się na zasadach określonych przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A. (IRGiT).

Transakcje bilateralne

Kontrakty dwustronne zawierane bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku tworzą tzw. rynek OTC (*over the counter*). Warunki handlowe tych kontraktów, obejmujące m.in. cenę i ilość energii elektrycznej oraz terminy dostaw, są wynikiem negocjacji między ich stronami, prowadzonych w ramach kodeksowej swobody zawierania umów i są znane tylko stronom danego kontraktu. Kontrakty dwustronne są zawierane w szerokim horyzoncie czasowym od umów rocznych, poprzez kwartalne i miesięczne porozumienia transakcyjne, aż do transakcji dobowo-godzinowych. W 2016 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 57,3 TWh i był o 2,7% niższy w porównaniu do 2015 r., kiedy to wyniósł 58,9 TWh.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej w 2016 r.

Analizując poziom cen na rynku hurtowym dokonano następującego podziału:

- ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2016 r., której kontrakcja odbywała się w transakcjach SPOT, jak również kontraktach długoterminowych zawartych w latach poprzednich zarówno na TGE S.A., jak i w kontraktach bilateralnych,
- ceny energii elektrycznej sprzedawanej na TGE S.A. na rynku SPOT i dostarczonej w 2016 r. np. mierzone indeksem IRDN24,

- ceny energii elektrycznej sprzedawanej na TGE S.A. w 2016 r., której dostawa została przewidziana w kolejnych latach np. kontrakty typu BASE_Y-17.

Do wyznaczenia tych cen wykorzystano dane z rynków prowadzonych przez TGE S.A., uzupełnione o dane pochodzące ze statystyki publicznej w przypadku cen energii elektrycznej dostarczonej w 2016 r.

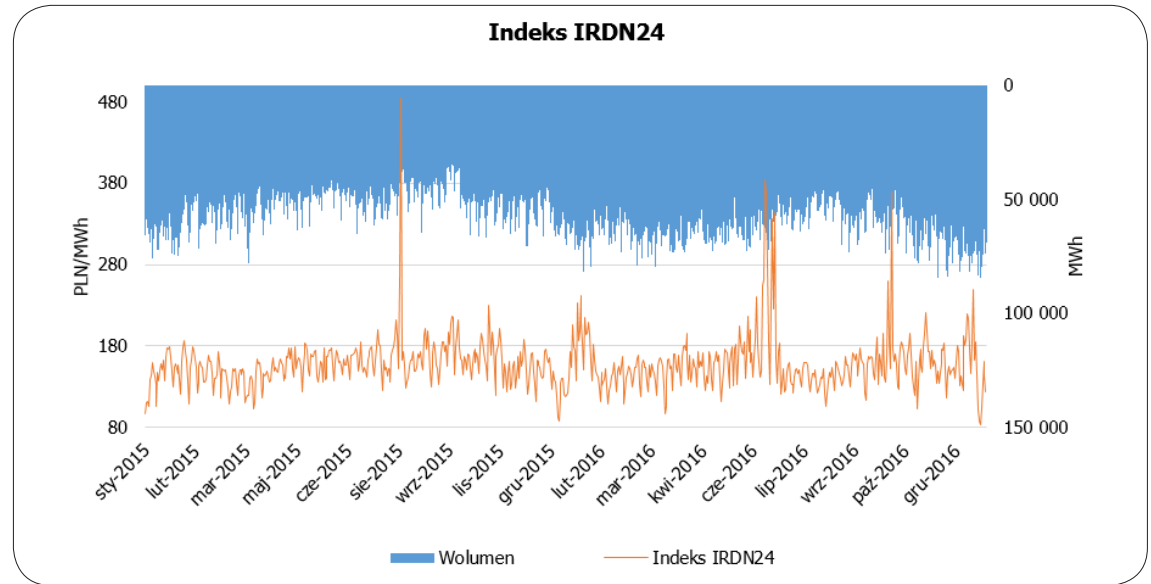
Ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2016 r.

Ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2016 r. zostały odzwierciedlone w ramach trzech wskaźników publikowanych przez Prezesa URE tj. średniej rocznej i kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Ceny te zostały omówione w części VIII niniejszego Sprawozdania.

Ceny na rynku SPOT prowadzonym przez TGE S.A.

Na rys. 12 przedstawiono ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego RDN (rynek SPOT) prowadzonym przez TGE S.A., mierzone indeksem IRDN24. Indeks ten przedstawia średnią arytmetyczną cenę ze wszystkich transakcji na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Rysunek 12. Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN [MWh] w latach 2015–2016



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2016 r. wyniosła 161,74 zł/MWh i była wyższa o 3,9% niż cena tej energii w 2015 r., kiedy to wyniosła 155,66 zł/MWh.

Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2016 r. na TGE S.A.

W 2016 r. obserwowano spadek cen energii elektrycznej na RTT prowadzonym przez TGE

S.A., czego odzwierciedleniem jest spadek cen kontraktów terminowych BASE_Y-17 (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2017 r.). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna tego kontraktu w całym 2016 r. ukształtowała się na poziomie 159,26 zł/MWh, podczas gdy w 2015 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-16 wyniosła 164,37 zł/MWh. Stanowi to spadek cen energii elektrycznej w tych kontraktach o ok. 3,1%.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-17 zawieranych w grudniu 2016 r. wyniosła 160,44 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-16 zawieranych w grudniu 2015 r. wyniosła 166,75 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o 3,8%.

1.2. Rynek detaliczny

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

Operatorzy systemów dystrybucyjnych to przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego przy jednoczesnym zagwarantowaniu skutecznego i niedyskryminacyjnego dostępu do tego systemu wszystkim uczestnikom rynku. W 2016 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało pięć dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp) i którzy mają obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elek-

trycznej (*unbundling*). Ponadto, w 2016 r. działało 167 przedsiębiorstw wyznaczonych OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku *unbundlingu*.

Kluczowe znaczenie dla realizacji funkcji OSD ma niezależność operatora, który zapewnia równy dostęp do sieci wszystkim uczestnikom rynku. Operatorzy mają obowiązek opracować programy, w których określone są przedsięwzięcia, podejmowane w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (Programy Zgodności). Programy OSDp są zatwierdzane przez Prezesa URE, natomiast OSDn nie mają obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia. Zatwierdzone Programy Zgodności podlegają kontroli Prezesa URE. Operatorzy zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności (patrz pkt 6.5. Sprawozdania).

Duże znaczenie dla funkcjonowania rynku detalicznego mają IRiESD, w których są określone zasady działania rynku detalicznego energii elektrycznej, w tym m.in. procedura zmiany sprzedawcy, zasady wyznaczania i przekazywania danych pomiarowych przez OSD, zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe oraz zasady postępowania w przypadku utraty dotychczasowego sprzedawcy przez odbiorców w gospodarstwach domowych (sprzedaż rezerwowa).

W dalszym ciągu największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają tzw. sprzedawcy „zasiedziali” (*incumbent*

suppliers), którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej, jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących postanowienia umowy sprzedaży energii elektrycznej i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. W 2016 r. działało pięć sprzedawców z urzędu, oraz ponad 108 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działają także sprzedawcy (167) funkcjonujący w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

Zgodnie z zasadą TPA, każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż tej energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Warunkiem realizacji zawartych umów sprzedaży jest jednak zawarcie przez sprzedawcę umowy o świadczenie usług dystrybucji tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci odbiorca jest przyłączony. Natomiast realizacja umów kompleksowych wymaga zawarcia z OSD tzw. generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K). Na OSD spoczywa obowiązek zawarcia GUD lub GUD-K ze sprzedawcą, który o to wystąpi. Sprzedawcy natomiast nie mają obowiązku zawierania umów GUD i GUD-K, a tym samym obowiązku sprzedaży energii do poszczególnych grup odbiorców z określonych obszarów (za wyjątkiem

sprzedawców pełniących funkcje sprzedawców z urzędu²⁷⁾) – zależy to od ich suwerennych decyzji biznesowych.

W 2016 r. funkcjonował wzorzec GUD-K opracowany przez TOE oraz PTPiREE. Warto przypomnieć, że dzięki wypracowanemu wzorcowi każdy sprzedawca, w tym także sprzedawca alternatywny, może oferować odbiorcom w gospodarstwach domowych usługę kompleksową, co czyni jego ofertę bardziej atrakcyjną. Szczegóły dotyczące postępów w zawieraniu wzorca GUD-K opisano w pkt 6.1. Sprawozdania.

Sprzedawcy energii elektrycznej dokonujący sprzedaży tej energii odbiorcom końcowym są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w swojej siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania. W celu udostępnienia swoich ofert sprzedawcy korzystają także z działającego na stronie internetowej URE Cenowego Energetycznego Kalkulatora Internetowego, dzięki któremu odbiorcy w gospodarstwach domowych mogą porównać i dokonać wyboru najkorzystniejszej oferty. Na koniec 2016 r. swoje oferty w Kalkulatorze zamieszczało 30 sprzedawców. Warto zaznaczyć, że w celu zapewnienia porównywalności i czytelności ofert poszczególnych sprzedawców energii elektrycznej, od 1 lutego 2015 r. stosowany jest standard ofertowy jedno-

lity dla wszystkich sprzedawców, którzy przesyłają swoje oferty do wprowadzenia w internetowym kalkulatorze ofert cenowych.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich ok. 17,24 mln, z czego 90,6% (15,61 mln), to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 14,63 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

W 2016 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w roku poprzednim, sprzedawcy często działają za pośrednictwem akwizytorów, którzy przedstawiają się jako pracownicy URE lub przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy energii. Nagminną praktyką sprzedawców jest nie informowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadzi do zawierania

przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Prezes URE, nie będąc organem właściwym w takich sprawach, informuje jednak odbiorców o przysługujących im prawach. Działania podejmowane przez sprzedawców często noszą znamiona praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji. W 2016 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny 119 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców.

Ceny

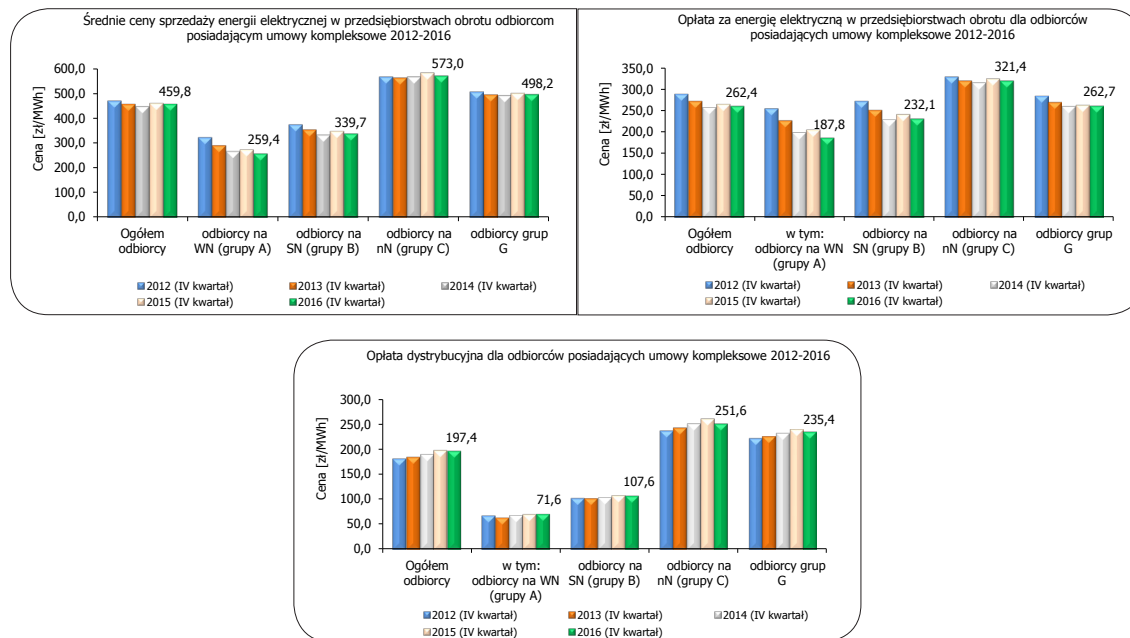
Po uwolnieniu w 2008 r. cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych – sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo, niezobowiązani do rozdzielenia działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Należy zaznaczyć, że sprzedawcy, którzy pełnią również funkcję sprzedawcy z urzędu, są uprawnieni do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedaw-

²⁷⁾ Sprzedawcy, którzy pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu, mają prawny obowiązek świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom w gospodarstwie domowym niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.

Tabela 6. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2015 r.			IV kwartał 2016 r.		
	średnia cena sprzedaży	w tym:		średnia cena sprzedaży	w tym:	
		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna		opłata za energię elektryczną	opłata dystrybucyjna
[zł/MWh]						
Ogółem odbiorcy	462,5	264,9	197,6	459,8	262,4	197,4
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	275,2	204,9	70,3	259,4	187,8	71,6
odbiorcy na SN (grupy B)	349,4	241,1	108,2	339,7	232,1	107,6
odbiorcy na nN (grupy C)	585,1	324,4	260,7	573,0	321,4	251,6
odbiorcy grup G	502,4	262,8	239,6	498,2	262,7	235,4
w tym: gospodarstwa domowe	502,0	262,7	239,3	507,0	267,6	239,5

Źródło: Dane Ministerstwa Energii.

Rysunek 13. Zmiana cen za energię elektryczną i opłat dystrybucyjnych – porównanie IV kwartałów lat 2012–2016

Źródło: Opracowano na podstawie danych Ministerstwa Energii.

cy z urzędu – pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych – także o obowiązku, o którym mowa w art. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

Zaprezentowane w tab. 6 i na rys. 13 dane dotyczą cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych, zastosowanych we wskazanych okresach u odbiorców posiadających umowy kompleksowe.

Pomiędzy IV kwartałem 2015 r. a IV kwartałem 2016 r. ceny za energię elektryczną wykazywały tendencję spadkową dla wszystkich grup taryfowych za wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Największy spadek cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców grupy taryfowej A – o 8,3%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G – o 0,04%. Dla odbiorców w gospodarstwach domowych ceny za energię elektryczną wzrosły o 1,9%.

Opłata dystrybucyjna w 2016 r. wzrosła dla odbiorców grupy taryfowej A o 1,8% oraz dla odbiorców w gospodarstwach domowych o 0,1%. Dla odbiorców pozostałych grup taryfowych odnotowano spadek opłaty dystrybucyjnej: największy dla grupy taryfowej C – o 3,5%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej B – o 0,6%.

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych

2.1. Koncesje

Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji

Rok 2016 był kolejnym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem wejścia w życie ustawy OZE, która z wyszczególnionymi w ustawie wyjątkami weszła w życie 4 maja 2015 r., przy czym 1 lipca 2016 r. wszedł w życie rozdział 4 tej ustawy, zawierający szereg nowych regulacji prawnych w szczególności dotyczących aukcyjnego systemu wsparcia.

Ustawa OZE dokonała wyłomu w dotychczasowym modelu koncesjonowania jednostek wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii. W obecnym stanie prawnym nie wymaga uzyskania koncesji Prezesa URE podejmowanie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii: w mikroinstalacji, w małej instalacji, z biogazu rolniczego, wyłącznie z biopłynów (art. 3 ustawy OZE).

Pod pojęciem *mikroinstalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW (art. 2 pkt 19 ustawy OZE).

Jednocześnie na mocy zmiany ustawy OZE dokonanej przepisami ustawy z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw²⁸⁾, do ustawy OZE wprowadzona została definicja szczególnego rodzaju wytwórców energii elektrycznej, tj. prosumentów. W myśl art. 2 pkt 27a ustawy OZE, pod pojęciem *prosumenta* należy rozumieć odbiorcę końcowego dokonującego zakupu energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej, wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji w celu jej zużycia na potrzeby własne, niezwiązane z wykonywaną działalnością gospodarczą regulowaną ustawą o swobodzie działalności gospodarczej.

Zgodnie natomiast z art. 7 ustawy OZE, działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji jest obecnie działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji (zwanego dalej „Rejestrem”).

Pod pojęciem *małej instalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW (art. 2 pkt 18 ustawy OZE).

²⁸⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 925.

Rejestr wytwórców energii w małej instalacji prowadzi Prezes URE, który wpis do niego dokonuje na wniosek przedsiębiorcy (art. 8 ust. 1 i 2 ustawy OZE). Kwestie związane z dokonywaniem wpisu do Rejestru, składaniem wniosków o wpis oraz wykreślaniem z Rejestru uregulowane zostały w art. 7-16 i 18 ustawy OZE, przy czym art. 18 ust. 1 tej ustawy stanowi, że w sprawach dotyczących wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji w zakresie nieuregulowanym w rozdziale 2 ustawy OZE, stosuje się przepisy ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

Rejestr wytwórców energii w małej instalacji jest jawny i publicznie dostępny do wglądu w Biuletynie Informacji Publicznej URE pod adresem: www.bip.ure.gov.pl, w dziale „Rejestry i bazy”.

Wpisy do Rejestru dokonywane były w 2016 r. zarówno przez Departament Systemów Wsparcia (departament DSW) oraz po zmianie statutu URE – Departament Źródeł Odnawialnych (departament DZO) oraz Departament Efektywności Energetycznej i Kogeneracji (departament DEK) – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacji OZE: wykorzystującej biomasę, w tym w kogeneracji, wykorzystującej biogaz inny niż biogaz rolniczy w kogeneracji, wykorzystującej mieszanki biopłynów z innymi paliwami (np. mieszanka biopłynów i biomasy), w tym w kogeneracji, jak również przez oddziały terenowe URE – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w następujących rodzajach instalacji OZE: hydroenergia, energia wiatru, energia geotermalna, energia promieniowania słonecznego, biogaz inny niż biogaz

rolniczy, jeśli wytwarzanie nie obejmuje wytwarzania w kogeneracji.

Ustawa OZE znowelizowała również zapisy ustawy – Prawo energetyczne, dotyczące wymogu uzyskania koncesji. I tak, zgodnie z obowiązującym obecnie brzmieniem art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- wytwarzania energii elektrycznej, z wyłączeniem: wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do instalacji odnawialnych źródeł energii lub do jednostek kogeneracji a także z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji lub w małej instalacji, wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji, wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy OZE,
- przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem:
 - a) obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy;
 - b) obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy ma-

klerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych;

- c) obrotu energią elektryczną innego, niż określony w lit. b, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w lit. b.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa człon-

kowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa – Prawo energetyczne formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3).

W ślad za działaniami z lat poprzednich, w wyniku otrzymywanych od przedsiębiorców informacji na temat planowanego zakończenia działalności koncesjonowanej, a także w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawach cofnięcia koncesji, Prezes URE w 2016 r. monitorował przebieg procesów związanych z zakończeniem działalności w celu zbadania, czy interes odbiorców nie został zagrożony. W takich sytuacjach Prezes URE ma bowiem prawo i obowiązek interweniowania. W 2016 r. Prezes URE aktywnie monitorował sytuację odbiorców kilku przedsiębiorstw, które zgłosiły zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną i systematycznie przekazują odbiorców innym przedsiębiorstwom prowadzącym działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Udzielanie koncesji

Prezes URE w 2016 r. realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przy pomocy de-

partamentów DEK i DZO, Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła (departament DRE) oraz oddziałów terenowych²⁹⁾.

W 2016 r. Prezes URE udzielił 159 koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, 4 koncesje na przesyłanie lub dystrybucję oraz 60 koncesji na obrót energią elektryczną. Na koniec 2016 r. ważne koncesje (w liczbie 1 921) posiadało 1 659 przedsiębiorców wykonujących koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną (tab. 7).

Tabela 7. Liczba koncesji udzielonych w 2016 r. oraz liczba ważnych koncesji udzielonych przez Prezesa URE według stanu na koniec 2016 r.

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w 2016 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2016 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	159	1 275
Przesyłanie lub dystrybucja	4	186
Obrót	60*	460**
Razem	223	1 921

* W tym 3 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

** W tym 29 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

²⁹⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w części X Sprawozdania.

Tabela 8. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacje) wg stanu na 31 grudnia 2016 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	130,733	206
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 281,065	41
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	99,098	473
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 807,416	1 193
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	993,995	761
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	17 198,970	35
Łącznie	25 511,277	2 709

* Nie uwzględnia danych dot. 94 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

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

Źródło: URE.

W 2016 r. Prezes URE udzielił 150 promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z OZE, natomiast na 31 grudnia 2016 r. było 393 ważnych promes.

Istotna zmiana wprowadzona do systemu prawa w 2015 r. wynika z treści art. 43 ust. 7-10 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu ustalonym ustawą OZE), w myśl którego możliwość uzyskania świadectw pochodzenia (OZE) oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji (CHP) (por. z częścią VI

Sprawozdania) została uzależniona od dokonania przez Prezesa URE potwierdzenia (dokonywanego w ramach przeprowadzanego postępowania dotyczącego wydania stosownej promesy koncesji lub promesy zmiany koncesji), że objęta przedmiotem postępowania inwestycja w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji lub inwestycja w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii nie zostałaby zrealizowana w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji nie przysługiwałoby świadectwo pochodzenia z kogeneracji albo świadectwa pochodzenia. Omawiana instytucja stanowi odzwierciedlenie zapisów Komunikatu Komisji Europejskiej określającego „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020”³⁰⁾ w zakresie potwierdzania tzw. „efektu zachęty”.

Zgodnie z art. 200 ustawy OZE, koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej udzielone przez Prezesa URE wytwórcom energii elektrycznej w mikroinstalacji przed dniem wejścia w życie ustawy OZE, wygasły z dniem wejścia w życie tej ustawy. Natomiast w myśl art. 201 ustawy OZE, wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji, którzy w dniu wejścia w życie tej ustawy posiadali ważne koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, wpisano z urzędu do rejestru działalności regulowanej, zgodnie z zakresem koncesji.

³⁰⁾ Dz. Urz. UE seria C z 2014 r., Nr 200, s. 1.

Tabela 9. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2016 r. promes koncesji

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	6,742	3
Instalacje wykorzystujące biomasę	6,956	5
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	176,255	155
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 656,464	225
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	2,595	4
Instalacje termicznego przekształcania odpadów	75,000	1
Instalacje wykorzystujące energię geotermalną	1,680	1
Łącznie	4 925,692	394

* Nie uwzględnia ewentualnie projektowanych instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego, które będą podlegać wpisowi do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

Źródło: URE.

Tabela 10. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2016 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz	7,177	47
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,045	1
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	7,774	74
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4,630	39
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	29,382	310
Łącznie	49,008	471

Źródło: URE.

Należy także wskazać, że w 2016 r. departament DEK oraz oddziały terenowe dokonały wpisów do Rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Wydano w tym okresie łącznie 90 zaświadczeń wytwórcom energii elektrycznej, dotyczących wpisu, zmiany wpisu lub wykreślenia z Rejestru. Wydano również decyzję o zakazie wykonywania działalności, o której mowa w art. 14 ustawy OZE.

Zmiany koncesji

W 2016 r. Prezes URE wydał łącznie 325 decyzji zmieniających udzielone koncesje oraz 33 decyzje zmieniające udzielone promesy koncesji. Zmiany udzielonych koncesji (promes) podyktowane były przede wszystkim zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza, zmianą warunków wykonywania działalności (rozszerzenie zakresu terytorialnego obszaru wykonywania działalności), a także przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji, zgodnie z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

Inne decyzje w sprawach koncesji

W 2016 r., w związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, bądź z uwagi na naruszenie warunków koncesji, cofnięto 47 koncesji. Stwierdzono wygaśnięcie koncesji w 52 przypadkach.

W 5 przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji na obrót energią elektryczną.

We wszystkich przypadkach przedsiębiorcy nie dysponowali środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie byli w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania.

2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2016 r., tak jak w latach ubiegłych, 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, 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 w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców przyłączonych do sieci tych przedsiębiorstw.

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

W 2016 r. kontynuowano prace nad wnioskiem PSE S.A. o ustalenie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania w zakresie kosztów operacyjnych działalności przesyłowej PSE S.A. oraz uzgodnienia zasad stanowienia kosztów będących podstawą kalkulacji stawek opłat w taryfach PSE S.A. w latach 2017–2021. Z uwagi na rozbieżności między Prezesem URE i PSE S.A. w zakresie kształtu taryfy wieloletniej, Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2017 r., wskazując jednocześnie, że taryfę należy skalkulować jako jednoroczną.

W odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, przedsiębiorstwo 12 września 2016 r. złożyło stosowny wniosek. W trakcie kolejnych miesięcy taryfowania, analizie podlegały zarówno wybrane pozycje kosztowe, jak również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy PSE S.A. na 2017 r. zakończyło się wydaniem 15 grudnia 2016 r. decyzji przez Prezesa URE.

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

Rok 2016 był początkiem kolejnego okresu regulacji dla pięciu największych OSD. Zmiany zachodzące w sektorze elektroenergetycznym i jego

otoczeniu wymusiły określenie nowych zasad regulacji OSD na kolejny kilkuletni okres. Opublikowany w 2015 r. przez Prezesa URE dokument pn. „Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020”, stanowi kontynuację transparentnych i stabilnych zasad regulacji tych przedsiębiorstw, mających na celu podniesienie jakości usług dystrybucji energii elektrycznej przy zachowaniu dostępności cenowej tych usług, a także utrzymaniu dotychczasowego poziomu inwestycji.

Wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2017 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2017 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)” opublikowanym na stronie internetowej URE. Głównym założeniem Prezesa URE w trakcie prowadzonych w 2016 r. przygotowań do procesu taryfowania była kontynuacja podejścia zastosowanego w roku poprzednim dla 5-letniego okresu regulacji OSD. Tak więc, podstawowe parametry mające wpływ na przychód regulowany operatorów systemów dystrybucyjnych zostały wyznaczone w oparciu o zasady wynikające z następujących dokumentów: „Koszty operacyjne dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”, „Różnica bilansowa dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020 (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”, „Metoda określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020” oraz „Regulacja ja-

kościowa w latach 2016–2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

W trakcie procesu zatwierdzania taryf na 2017 r.:

Poziom kosztów operacyjnych dla każdego z OSD został wyznaczony w oparciu o współczynniki korekcyjne wynikające z wydanych, przez Prezesa URE w 2016 r., decyzji ustalających współczynniki korekcyjne określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania OSD w kolejnych latach okresu regulacji obejmującego lata 2016–2020. Decyzje te uwzględniały wyniki dokonanej w latach 2014–2015 oceny efektywności OSD w zakresie kosztów operacyjnych. Przy ustalaniu uzasadnionego poziomu różnicy bilansowej również wykorzystano wyniki dokonanej oceny efektywności OSD w tym zakresie.

Zwrot z zaangażowanego kapitału wyznaczony został z uwzględnieniem wskaźnika regulacyjnego, którego wartość została indywidualnie określona dla poszczególnych OSD w trakcie procesu taryfowego i zawierała się w przedziale 0,990–0,995. Zastosowanie wskaźnika regulacyjnego miało związek m.in. z niewykonaniem celów uzgodnionych z Prezesem URE w zakresie instalacji liczników bilansujących w stacjach SN/nN. Ustalając wielkość tego wskaźnika Prezes URE wziął pod uwagę działania innowacyjne prowadzone przez poszczególnych OSD. Wskaźnik jakościowy, podobnie jak w roku ubiegłym, nie miał zastosowania. Po raz pierwszy będzie on miał zastosowanie w taryfie na rok 2018, gdyż dane dotyczące wykonania celów

regulacji jakościowej w 2016 r. będą znane dopiero w 2017 r.

Sposób wyznaczania pozostałych kosztów determinujących poziom przychodu regulowanego dla każdego z Operatorów Systemów Dystrybucyjnych został określony w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2017 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2017 r. został rozpoczęty w listopadzie 2016 r. i objął pięć przedsiębiorstw, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Prezes URE 15 grudnia 2016 r. zatwierdził w całości taryfy na okres do 31 grudnia 2017 r. dla czterech największych operatorów systemów dystrybucyjnych, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o. i ENERGA-OPERATOR S.A., a 29 grudnia 2016 r. dla innogy Stoen Operator Sp. z o.o.

W wyniku zatwierdzonych taryf dla tych przedsiębiorstw (pięciu OSD), stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych uległy zwiększeniu średnio o 5,5%. Stawki opłat za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G uległy zwiększeniu od 4,5% w ENERGA-OPERATOR S.A. do 6,8% w PGE Dystrybucja S.A. Wzrost stawek w dystrybucji wynika przede wszystkim ze znacznego wzrostu stawek opłaty przejściowej, zamieszczonych w art. 11a ustawy o rozwiązaniu KDT oraz z nowej stawki opłaty OZE, opublikowanej w Informacji Prezesa URE nr 62/2016 z 22 listopada 2016 r., której podstawą jest art. 98 ust. 2 ustawy OZE.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdzielenia działalności

W listopadzie 2016 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, tj. TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., ENEA S.A., PGE Obrót S.A. oraz ENERGA-OBROT S.A.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych, 15 grudnia 2016 r. Prezes URE zatwierdził na okres do 31 grudnia 2017 r. taryfy dla przedsiębiorstw: TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., ENEA S.A. i PGE Obrót S.A. oraz 16 grudnia 2016 r. dla przedsiębiorstwa ENERGA-OBROT S.A., które zakładają obniżkę cen energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G, tj. gospodarstw domowych (ENEA S.A. – 4,8%, TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. – 4,7%, PGE Obrót S.A. – 4,6%, i ENERGA-OBROT S.A. – 4,3%).

Przedsiębiorstwa: innogy Polska S.A. oraz TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. nie przedkładają taryf do zatwierdzenia.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Taryfy dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, zatwierdzane są przez Prezesa URE w zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej, w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych, natomiast w zakresie działalności związanej z obrotem energią elektryczną jedynie w odniesieniu do

odbiorców w gospodarstwach domowych, tj. odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa.

Taryfy dla tych przedsiębiorstw są zatwierdzane, zgodnie z regulaminem organizacyjnym URE, zarówno w centrali urzędu (departamencie DRE), jak i oddziałach terenowych³¹⁾.

Przedsiębiorstwa przedstawiając taryfy do zatwierdzenia zobowiązane były dołączyć dość obszerny materiał analityczny, pozwalający na stwierdzenie zasadności proponowanych zmian cen i stawek opłat oraz zgodności przedłożonej taryfy z obowiązującymi przepisami prawa.

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest z reguły ustalenie stawek opłat, a także cen w grupach taryfowych G, na takim poziomie, przy którym obliczone na ich podstawie opłaty nie są wyższe od opłat, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo dokonuje zakupu usług dystrybucji. Oczywiście stosowanie powyższej ogólnej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań w departamencie DRE

Ogółem w zakresie taryf dla energii elektrycznej w departamencie DRE w 2016 r. Prezes URE wydał 130 decyzji administracyjnych, w tym:

³¹⁾ Dodatkowe informacje dotyczące działalności oddziałów terenowych URE prezentowane są w części X Sprawozdania.

- 81 decyzji o zatwierdzeniu taryfy dla energii elektrycznej lub jej zmiany, w tym:
 - 6 decyzji dla operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności,
 - 2 decyzje dla PSE S.A.,
 - 4 decyzje dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu,
 - 69 decyzji dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 3 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryfy, bądź ich zmian dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej;
- 5 decyzji dla operatorów, którzy z dniem 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności, w sprawie ustalenia współczynników korygujących;
- 7 decyzji o umorzeniu postępowania dla przedsiębiorstwa obrotu pełniącego funkcję sprzedawcy z urzędu;
- 34 decyzje w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, w tym:
 - 21 decyzji związanych z niewypełnieniem obowiązku wynikającego z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne,
 - 12 decyzji związanych z planami rozwoju,
 - 1 decyzja związana ze stosowaniem taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami.

Do 31 grudnia 2016 r. nie zostało zakończonych 17 postępowań administracyjnych, z tego 13 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian i 4 postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

Statystyka ilościowa prowadzonych postępowań w oddziałach terenowych

Ogółem w zakresie taryf dla energii elektrycznej w ośmiu oddziałach terenowych URE w 2016 r. Prezes URE wydał łącznie 260 decyzji administracyjnych, w tym:

- 95 decyzji o zatwierdzeniu taryfy dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 2 decyzje o odmowie zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 154 decyzje o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla energii elektrycznej dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 9 decyzji o umorzeniu postępowania.

Do 31 grudnia 2016 r. w oddziałach terenowych nie zostało zakończonych 37 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian.



3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych (zwanymi dalej „operatorami systemów”) wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

- na wniosek właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy,

- z urzędu w przypadkach określonych w art. 9h ust. 9 ustawy.

Ustawa – Prawo energetyczne określa warunki funkcjonowania oraz zadania operatorów systemów. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne). W Polsce działa jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A.

Wyznaczanie operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)

W 2016 r. Prezes URE wyznaczył sześciu OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzą działalność koncesjonowaną.

Zmiany w decyzjach wyznaczających OSD, w tym przedłużenie okresu obowiązywania

W 2016 r. Prezes URE dokonał zmian w ośmiu decyzjach wyznaczających OSD. W wyniku tych decyzji, według stanu na koniec 2016 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 172 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu prawnie wydzielonych OSD.

Uchylenie, stwierdzenie wygaśnięcia decyzji w sprawie wyznaczenia OSD

W 2016 r. Prezes URE w sześciu przypadkach stwierdził wygaśnięcie decyzji w sprawie wyznaczenia OSD.



4. Certyfikat niezależności

Na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A. z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie, którego 100% akcji należy do Skarbu Państwa. PSE S.A. prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej na podstawie koncesji obowiązującej do 31 grudnia 2030 r. W tym samym horyzoncie czasu PSE S.A. wyznaczona jest operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

4 czerwca 2014 r., po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, w tym po uzyskaniu w kwietniu 2014 r. pozytywnej opinii Komisji Europejskiej, PSE S.A., jako operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, przyznany został certyfikat spełniania warunków i kryteriów niezależności. Tym samym uznano, że operator jest niezależny pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz w podejmowaniu decyzji, od innych działalności, niezwiązanych z przesyłaniem energii elektrycznej.

Ponadto w związku ze zmianami, które nastąpiły w Zarządzie i Radzie Nadzorczej PSE S.A., powołane osoby złożyły aktualne oświadczenia, których treścią jest spełnianie kryteriów niezależności. W związku z przeprowadzonym monitoringiem postanowiono kontynuować monitoring PSE S.A., ze szczególnym uwzględnieniem kwestii związanych z wykupem urządzeń przesyłowych, należących do innych podmiotów.



5. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Operator Systemu Przesyłowego

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRIESP i zatwierdzonych w 2016 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć:

- dostosowanie zapisów IRIESP do regulacji zawartych w ustawie OZE (decyzja z 29 kwietnia 2016 r.),
- doprecyzowanie zasad dotyczących wymiany międzysystemowej, w tym stosowanych pojęć (decyzja z 16 czerwca 2016 r.),
- modyfikację zasad udziału odbiorców aktywnych w Rynku Bilansującym wraz z zakresem świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (decyzja z 25 listopada 2016 r.).

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych

W styczniu 2016 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRIESD dla pięciu dużych operatorów sys-

temów dystrybucyjnych: innogy Stoen Operator Sp. z o.o. (dawniej: RWE Stoen Operator Sp. z o.o.), ENERGA-OPERATOR S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., TAURON Dystrybucja S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A. Wprowadzone zmiany IRIESD weszły w życie od 1 lutego 2016 r., i związane były z planowanym wprowadzaniem jednolitego modelu wymiany informacji i standardów komunikatów dla obszaru detalicznego rynku energii elektrycznej poprzez uruchomienie Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI). Kwestia ta została szerzej opisana w *Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2015 r.*

Ponadto w 2016 r. Prezes URE zatwierdził zmiany czterech IRIESD, dla: innogy Stoen Operator Sp. z o.o. (zmieniona trzykrotnie), ENERGA-OPERATOR S.A. (zmieniona dwukrotnie), TAURON Dystrybucja S.A. oraz PGE Dystrybucja S.A. (po jednej zmianie). Zmiany wprowadzone w IRIESD innogy Stoen Operator Sp. z o.o. miały na celu:

- umożliwienie łącznego albo rozdzielnego bilansowania danego punktu PPE w danym kierunku przepływu energii elektrycznej,
- doprecyzowanie momentu rozpoczęcia obowiązywania umowy rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej,
- uporządkowanie kwestii składania przez sprzedawców oświadczeń woli w imieniu i na rzecz odbiorcy w procesie zawierania umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- umożliwienie dokonywania przez sprzedawców stosownych powiadomień innogy Stoen Operator Sp. z o.o. poprzez dedykowany system informatyczny,

- uzupełnienie zapisów o udostępnianiu danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych dla OSDn,
- ujednoczenie terminów zgłaszania przez sprzedawców informacji o dacie rozwiązania lub wygaśnięcia umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej – poprzez wprowadzenie dla tego procesu bramek czasowych identycznych jak dla procesu zmiany sprzedawcy,
- doprecyzowanie zakresu danych zawartych w formularzu powiadomienia OSDp przez sprzedawcę o zawartej umowie sprzedaży lub umowie kompleksowej.

W związku ze zmianą nazwy spółki RWE Stoen Operator Sp. z o.o. na innogy Stoen Operator Sp. z o.o. i logo przedsiębiorstwa, Prezes URE zatwierdził również tekst jednolity IRiESD uwzględniający wszystkie dotychczasowe zmiany tej instrukcji.

W listopadzie 2016 r. Prezes URE zatwierdził zmianę IRiESD ENERGA-OPERATOR S.A., przy czym termin wejścia w życie zmian określonych w tej instrukcji został ustalony na 1 marca 2017 r. Wprowadzone zmiany polegają na zmianie zawartych w załącznikach nr 2 i 3 komunikatów wykorzystywanych do komunikacji pomiędzy ENERGA-OPERATOR S.A. a sprzedawcami energii elektrycznej.

W przypadku ENERGA-OPERATOR S.A. a także ENEA Operator Sp. z o.o. i PGE Dystrybucja S.A. wprowadzone zostały również zmiany IRiESD wynikające z wyłączenia spod prawnej kontroli metrologicznej niektórych urządzeń stanowiących elementy układów pomiarowo-rozliczeniowych i układów pomiarowych, w tym m.in. liczników energii biernej i liczników energii czynnej o klasie dokładności wyższej niż 0,5 – co spowodowało po-

trzebę uregulowania i doprecyzowania wymagań w tym zakresie w IRiESD.

Jednocześnie we wszystkich czterech ww. IRiESD wprowadzone zostały zmiany, które dotyczą wprowadzenia lub aktualizacji standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW.



6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

Operatorzy systemu elektroenergetycznego realizują zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 2 i 3), rozporządzenia 714/2009 oraz rozporządzeń wydanych na jego podstawie. Prezes URE monitoruje wykonywanie tych zadań w ramach własnej inicjatywy oraz we współpracy z innymi organami regulacyjnymi i ACER.

Poniżej przedstawiono informacje na temat realizacji przez operatorów systemu elektroenergetycznego ich zadań, które nie zostały opisane w innej części Sprawozdania.

6.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

Prowadzone przez Prezesa URE czynności z zakresu monitoringu wypełniania przez operatorów

systemów elektroenergetycznych ich obowiązków wynikają z treści art. 9c ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne. Wypełnianie przez operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) ich zadań, monitorowane jest zarówno w odniesieniu do hurtowego, jak i detalicznego rynku energii elektrycznej, z uwagi na to, że działanie obu rynków uzależnione jest w dużej mierze od wdrożonych zasad dostępu do sieci oraz prawidłowego wykonywania zadań przez operatorów systemu elektroenergetycznego.

Szereg zadań realizowanych przez OSP, związanych z rozbudową krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) i zapewnieniem zdolności przesyłowych w obrocie krajowym, jak i transgranicznym unormowanych jest w IRiESP, zatwierdzonej decyzją Prezesa URE. Nadzorowanie realizacji tych zadań obejmuje monitorowanie przestrzegania procedur i zasad zawartych w IRiESP, jak również odbywa się w ramach uzgadniania projektów planów rozwoju. Projekty te, uzgodnione z Prezesem URE, są zasadniczym dokumentem, w oparciu o który OSP dokonuje rozbudowy sieci przesyłowej oraz połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Zgodnie z procedurą zawartą w części IRiESP dotyczącej korzystania z systemu elektroenergetycznego, PSE S.A. podejmuje działania w stanach awaryjnych o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowę tego systemu. W 2016 r. PSE S.A. podjęła następujące działania z tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO” (grudzień 2016 r.),

- opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczeniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązującą w okresie 01.09.2016 r. – 31.08.2017 r. Aktualizacja Planu została uzgodniona z Presem URE (Decyzja Prezesa URE nr DRE-481-1(4)/4988/2016/ZJ z 28 lipca 2016 r.),
 - opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych”, obowiązujący w okresie 01.01.2017 r. – 31.12.2017 r. (grudzień 2016 r.),
 - opracowywano i aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
 - przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy,
 - kontynuowano, rozpoczęte w drugiej połowie 2008 r., szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas stanów Blackout i Emergency z wykorzystaniem symulatora systemowego DUTrain. Odbyły się wspólne 2 szkolenia dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier i Słowenii),
 - kontynuowano szkolenia dyspozytorów KDM, ODM-ów oraz OSD w zbudowanym przez OSP symulatorze funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzono 34 szkolenia dla pracowników OSP i 5 szkoleń dla pracowników OSD.
- W 2016 r. nie wystąpiły zdarzenia skutkujące koniecznością wprowadzenia ograniczeń (poprzez stopnie zasilania) w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terenie kraju.

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

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

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

W celu zbilansowania zapotrzebowania energii elektrycznej na pokrywanie strat pozostała część energii elektrycznej kupowana jest w ramach Rynku Bilansującego. Ta forma zakupu stosowana jest:

- do rozliczania odchyleń pomiędzy ilością rzeczywistych strat energii a dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów, w których wolumen szacowany jest na podstawie prognozy dokonanej przez PSE S.A.,
- ze względu na dużą godzinową zmienność ilości energii elektrycznej na pokrycie strat w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina).

Koszty zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej podczas jej przesyłania są kosztami zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej w sieci przesyłowej, które w kalkulacji taryfy PSE S.A. przenoszone są przez opłatę siecią zmienną.

W 2016 r. zakupy energii na potrzeby pokrywania różnicy bilansowej realizowane były poprzez wyżej wymienione formy zakupu, w wyniku czego zakupiono energię elektryczną o następującej ilości i wartości³²⁾:

- w ramach umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 1 701 665 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 284 053 376 zł),
- na Rynku Bilansującym³³⁾: 59 360 MWh (łącznie koszt zakupu tej energii wyniósł 8 395 692 zł).

W 2016 r. zakończone zostały poniżej wymienione zadania inwestycyjne:

(1) w zakresie usuwania ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE:

- instalacja przesuwników fazowych na linii 400 kV Mikułowa-Hagenwerder,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Radkowice,
- rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Narew wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej,

³²⁾ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi wg stanu na 20 lutego 2017 r., przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

³³⁾ Przedstawiona ilość i koszt zakupu energii elektrycznej, oprócz salda energii zakupionej oraz odsprzedanej na Rynku Bilansującym, obejmuje również saldo energii zakupionej oraz odsprzedanej w ramach rozliczeń z OSP ze Szwecji i Litwy w zakresie pokrycia strat przesyłowych w połączeniach SwePol Link i LitPol Link.

- modernizacja linii 220 kV Morzyczyn-Police – etap I,
- wdrożenie Systemów Ochrony Technicznej stacji Boguszów, Katowice, Kielce, Ostrów, Piaseczno, Tarnów oraz ODM Bydgoszcz i ODM Katowice,
- modernizacja linii 220 kV Stalowa Wola-Chmielów w zakresie OPGW;

(2) w zakresie wyprowadzenia mocy ze źródeł wytwórczych:

- budowa linii 400 kV Dobrzeń – nacięcie linii Pasiurowice-Wrocław,
- budowa linii 220 kV Stalowa Wola – punkt nacięcia linii Chmielów-Abramowice,
- rozbudowa stacji 400 kV Stanisławów dla przyłączenia FW Korytnica,
- rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Adamów dla przyłączenia wytwórni gazów technicznych,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Gorzów dla przyłączenia bloku gazowo-parowego EC Gorzów,
- rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Piła Krzewina w celu przyłączenia farm wiatrowych: FW Krzewina i FW Chwiram.

W 2016 r. w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe.

Najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (5 OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych, w oparciu o ramowe umowy sprzedaży tej energii zawarte głównie z tymi sprzedawcami, z którymi przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (*unbundling*) tworzyli jedno przedsię-

biorstwo. Dla wybranych przypadków zawierane były równoległe umowy z kilkoma sprzedawcami jednocześnie (w oparciu o umowy ramowe z podmiotami spełniającymi wyspecyfikowane wcześniej wymagania formalne). Niezależnie, wybrani operatorzy kontraktowali zakupy energii elektrycznej z kierunków zdywersyfikowanych w ramach przetargów nieograniczonych a także wywołane konkursy ofert wśród przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem, dotyczących przedstawienia ofert sprzedaży energii elektrycznej na rok 2016, w podziale na kilka zestandaryzowanych produktów (w oparciu o przygotowane grafiki prognoz, z zastosowaniem kryterium wyboru najkorzystniejszej ceny). Prowadzono również uzupełniające zakupy energii elektrycznej w ramach uczestnictwa w Rynku Bilansującym, również na platformach internetowych obrotu energią elektryczną.

Poddając analizie warunki pracy sieci dystrybucyjnych należących do pięciu największych OSD, należy wskazać na wystąpienie w 2016 r. nieplanowanych wyłączeń oraz ograniczeń w dostawach energii z powodu wydarzeń, które skutkowały awariami sieci dystrybucyjnej, w szczególności wynikającymi ze skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych (gwałtowne burze, porywiste wiatry) i innych sytuacji o charakterze nadzwyczajnym skutkujących awaryjnymi wyłączeniami. W indywidualnych przypadkach, na obszarach prowadzonych prac okołobudowlanych w ramach inwestycji, w bezpośrednim otoczeniu infrastruktury sieciowej danego OSD miały miejsce awarie wywołane uszkodzeniami mechanicznymi infrastruktury kablowej.

W ramach realizacji obowiązku współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii, w 2016 r. operatorzy OSD i OSP przeprowadzili szereg wspólnych działań polegających m.in. na:

- aktualizacji i opracowaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii, uwzględniający (ale nie ograniczający się do wymienionych zadań) m.in. podział sieci 110 kV na „wyspy”, aktualizacje kwestionariuszy dla planów odbudowy KSE oraz dla możliwości pracy stacji i elektrowni w warunkach zaniku napięcia, uzgodnienia układów pracy sieci,
- aktualizacji planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, będących przedmiotem dalszych uzgodnień z Prezesem URE,
- aktualizacji planów ograniczeń poboru energii elektrycznej przez OSP w trybie awaryjnym i automatycznym,
- prowadzeniu wspólnych szkoleń i warsztatów dla pracowników służb dyspozytorskich,
- uczestnictwie w szkoleniu z tematyki przygotowania i prowadzenia ruchu KSE.

W ramach realizacji obowiązku wynikającego z § 41 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych wa-

runków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego³⁴), prowadzone były czynności z zakresu monitoringu zamieszczenia przez przedsiębiorstwa energetyczne wskaźników jakościowych (wskaźników przerw: SAIDI, SAIFI oraz MAIFI) na stronach internetowych tych przedsiębiorstw. Dane za rok 2016 powinny być upublicznione do 31 marca 2017 r.

W przypadku pięciu największych OSD, powyższe informacje objęte obowiązkiem zostały sformułowane poprawnie i zamieszczone terminowo. Nadmienić należy, że przywołane powyżej wskaźniki przerw będą stanowiły podstawę regulacji jakościowej pięciu największych OSD, w okresie regulacji obejmującym lata 2016–2020, według zasad zawartych w pakiecie dokumentów opublikowanych przez Prezesa URE w 2015 r., z których generalnym dokumentem jest Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016–2020 – dokumenty dostępne są na stronie internetowej URE.

Z kolei, w przypadku wybranej grupy przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, posiadających status operatora systemu dystrybucyjnego (tzw. OSDn) stwierdzono niewypełnienie tego obowiązku, wypełnienie w części lub konieczność skorygowania zamieszczonych danych. W tym celu skierowano pisma monitorujące w tej sprawie zawierające adekwatne pouczenie. Z uwagi na fakt, że obowiązek ten nie jest objęty restrykcjami w stosunku do przedsiębiorstwa poprzez możliwość nałożenia kary, nie wszczynano stosownych postępowań administracyjnych.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku wynikającego z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne

W ramach realizacji obowiązku nałożonego na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, wynikającego z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne, prowadzony był monitoring zamieszczenia przez te przedsiębiorstwa informacji na temat podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu powyżej 1 kV oraz dostępnej mocy przyłączeniowej dla tych źródeł, na stronach internetowych tych przedsiębiorstw (szczegółowy zakres obowiązku wskazany w przepisie). Powyższe dane winny być aktualizowane i upublicznione na stronie internetowej przedsiębiorstwa co najmniej raz na kwartał.

W związku z wcześniejszymi publikacjami wymaganych prawem informacji przez przedsiębiorstwa w różnych terminach oraz w odniesieniu do odmiennie interpretowanych okresów raportowania, wydany został komunikat Prezesa URE (zamieszczony na stronie internetowej URE), skierowany do wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, w którym, ze względu na brak określenia terminu zamieszczania informacji doprecyzowano, aby dane objęte obowiązkiem były upubliczniane na stronach internetowych, niezwłocznie po zakończeniu każdego kwartału kalendarzowego.

W zakresie poczynionych ustaleń stwierdzono terminowe wypełnianie przywołanego obowiązku przez pięciu największych OSD, nie mniej, kwestie

dotyczące ujednoczenia terminu publikacji informacji oraz aktualizacji wybranych danych (w szczególności w zakresie wydanych warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej) były przedmiotem wystosowania pisemnego pouczenia ze strony Prezesa URE w stosunku do wybranych przedsiębiorstw.

Odmienne oceniono natomiast wypełnianie przywołanego obowiązku przez grupę przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (tzw. OSDn). W większości tych przedsiębiorstw, przywołany obowiązek informacyjny nie był wypełniany lub był wypełniany błędnie. Po przeprowadzeniu uzupełniającej analizy warunków świadczenia usług dystrybucyjnych przez te przedsiębiorstwa, w efekcie udzielonych wyjaśnień, na wysłane do większości przedsiębiorstw pisma monitorujące, ustalono kluczowe przyczyny niedostosowania się tych OSDn do obowiązku tj.:

- żadne podmioty nie wystąpiły do OSDn o wydanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, wobec powyższego przedsiębiorstwa te nie wiedziały, jak ustosunkować się do obowiązku informacyjnego i w jaki sposób przedstawić informacje,
- OSDn w większości posiadają odbiorców przyłączonych wyłącznie na niskim napięciu wobec powyższego – w ich opinii – nie kwalifikowały się do wypełnienia obowiązku informacyjnego. Tymczasem część przedsiębiorstw prowadzi działalność dystrybucyjną w oparciu o koncesję udzieloną na sieci zarówno na niskim, jak i średnim napięciu (obowiązkiem objęte są dane w zakresie sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV),

³⁴) Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

- OSDn posiadają lokalne sieci o charakterze zamkniętym, bez technicznych warunków umożliwiających podłączenie innych podmiotów,
- brak perspektyw na przyszłościowe podłączenie zewnętrznych podmiotów z uwagi na zatwierdzone lokalne MPZP i bliską obecność „nadrzędnego” OSD, który może zaoferować konkurencyjne warunki współpracy,
- brak planów przyłączenia zewnętrznych podmiotów w związku z wewnętrzną polityką firmy – energia pozyskiwana od „nadrzędnego” OSD na własne potrzeby produkcyjne, wymagane wysokie parametry stabilności dostaw energii,
- konieczność wykonania kosztownych ekspertyz z zakresu rozptyłu mocy w węzłach przy zaangażowaniu firm zewnętrznych,
- nie posiadają w swojej infrastrukturze stacji, grup stacji a nawet sieci 110 kV i wobec powyższego nie kwalifikują się do obowiązku informacyjnego.

Ponadto, dokonano rozeznania w otoczeniu biznesowym działalności tych przedsiębiorstw oraz zdecydowano w pierwszej kolejności o pouczeniu wyselekcjonowanych podgrup przedsiębiorstw energetyki przemysłowej w zakresie sposobu wypełnienia obowiązku informacyjnego.

Mając jednak na uwadze fakt, że nie wszystkie przedsiębiorstwa dostosowały się do wytycznych urzędu, a w szczególności w związku z nieopublikowaniem jakichkolwiek danych, wobec 21 przedsiębiorstw z grupy przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej, wszczęto postępowania administracyjne o wymierzenie kary pieniężnej (obowiązek

ten jest objęty restrykcjami w stosunku do przedsiębiorstwa poprzez możliwość nałożenia kary pieniężnej zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 1c ustawy – Prawo energetyczne).

Monitorowanie realizacji planów rozwoju

Obowiązkiem przedłożenia do 30 kwietnia 2016 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2015 r. zostało objętych 57 przedsiębiorstw energetycznych. W terminie ustawowym sprawozdania przedstawiło pięciu największych OSD, OSP oraz 46 przedsiębiorstw posiadających koncesję na dystrybucję energii, poza tym pięć przedsiębiorstw przedłożyło sprawozdania po upływie ustawowego terminu, a jedno nie przedłożyło wymaganego sprawozdania. W odniesieniu do tych pięciu przedsiębiorstw wszczęte zostały postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. W przypadku jednego przedsiębiorstwa, po przeprowadzeniu postępowania wyjaśniającego nie zostało wszczęte postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z uwagi na fakt, że przedsiębiorstwo spełniało warunki zwolnienia z obowiązku przedkładania sprawozdania z realizacji planu rozwoju. Do końca 2016 r. Prezes URE w przypadku czterech przedsiębiorstw wydał decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary. Jedno postępowanie nie zostało zakończone w 2016 r.

W ramach realizowanych zadań, corocznie dokonywane są analizy wykonania wielkości plano-

wanych, których wyniki wykorzystywane są w procesie uzgadniania kolejnych edycji planów rozwoju lub ich aktualizacji. Niniejsze analizy dokonywane są na podstawie corocznych sprawozdań z realizacji planu rozwoju, do których przedkładania przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne. Z przeprowadzonych analiz sprawozdań z wykonania planów rozwoju za 2015 r. wynika, że pięciu największych OSD i OSP łącznie zrealizowało większy o ok. 7% poziom nakładów inwestycyjnych, aniżeli poziom wynikający z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju. Największe odchylenie nakładów inwestycyjnych wystąpiło u OSP, który zrealizował nakłady inwestycyjne w wysokości 1,5 mld zł, przy poziomie planowanym w wysokości 1,3 mld zł. Z kolei pięciu największych OSD wydatkowało 6 mld zł, w stosunku do planu, który zakładał poziom 5,8 mld zł.

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że w 2016 r. zobligowanych do przedłożenia planu rozwoju było pięciu największych OSD i 21 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej. Plany przedłożyło pięciu największych OSD oraz 20 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, w tym sześć po upływie terminu ustawowego, jedno przedsiębiorstwo nie przedłożyło planu rozwoju z uwagi na fakt, że spełniło warunki zwolnienia z tego obowiązku. Ponadto, w przypadku jednego przedsiębiorstwa prowadzone postępowanie o uzgodnienie planu rozwoju stało się bezprzedmiotowe i przedsiębiorstwo

wystąpiło z nowym wnioskiem o uzgodnienie planu rozwoju. W odniesieniu do przedsiębiorstw, które przedłożyły przedmiotowy plan po upływie obowiązującego terminu wszczęto postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. W stosunku do przedsiębiorstwa, które spełniło warunki zwolnienia z przedkładania do uzgodnienia planu rozwoju, wszczęto postępowanie o wymierzenie kary pieniężnej zostało umorzone. Do końca 2016 r. Prezes URE w przypadku trzech przedsiębiorstw wydał decyzje o odstąpieniu od wymierzenia kary, w dwóch przypadkach wydał decyzje wymierzające przedsiębiorstwu karę pieniężną. W przypadku jednego przedsiębiorstwa prowadzone postępowanie administracyjne, do końca 2016 r., nie zostało zakończone.

Ponadto, w 2016 r. trzy przedsiębiorstwa były zobligowane do uzgodnienia aktualizacji planu rozwoju – wszystkie przedłożyły wymagane aktualizacje planu rozwoju, w tym jedno po upływie ustawowego terminu. Ponadto, aktualizację planu rozwoju przedłożyło przedsiębiorstwo, które nie dopełniło obowiązku w roku poprzednim, ze względu na trwające postępowanie rozszerzające koncesję o nowe obszary działania przedsiębiorstwa oraz dwa przedsiębiorstwa, które przedłożyły aktualizację planu rozwoju z własnej inicjatywy.

W odniesieniu do jednego przedsiębiorstwa wszczęto zostało postępowanie administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, zakończone wydaniem decyzji odstępującej od ukarania.

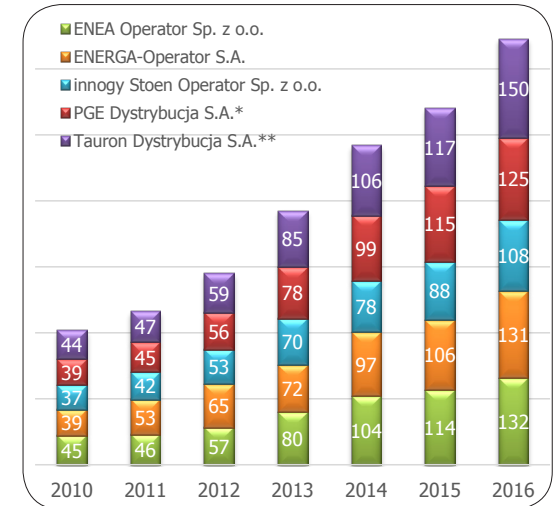
Monitorowanie wypełniania zadań ustawowych przez OSD w zakresie niedyskryminacyjnego dostępu do sieci

Jednym z ustawowych obowiązków OSD jest umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej poprzez wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Koniecznym czynnikiem dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy jest posiadanie przez OSDp jak największej liczby umów o świadczenie usług dystrybucji ze sprzedawcami (GUD). Z analizy monitoringu Prezesa URE z lat 2010–2016 wynika, że systematycznie rośnie liczba umów podpisywanych ze sprzedawcami przez każdego z operatorów. Na koniec 2010 r. liczba ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 37 do 45, natomiast w 2016 r. przedział ten wynosił 108–150 umów. Najwięcej, tj. 150 ważnych GUD na koniec 2016 r. zawarł TAURON Dystrybucja S.A. Należy wskazać, że w samym 2016 r. operatorzy zawarli przeciętnie po ok. 21 umów.

Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów w ostatnich siedmiu latach przedstawia rys. 14.

Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) to umowa zawierana pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii elektrycznej, który na podstawie umowy kompleksowej sprzedaje energię elektryczną i zapewnia jej dystrybucję odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. GUD-K umożliwia każdemu sprzedawcy oferowanie odbiorcom usługi kompleksowej.

Rysunek 14. Przyrost liczby zawartych GUD w poszczególnych latach



* W odniesieniu do lat 2010–2015 dla PGE Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD ze wszystkich Oddziałów. Liczbę GUD za 2016 r. zaczerpnięto z ankiety miesięcznej dot. informacji o odbiorcach, którzy zmienili sprzedawcę oraz postępach prac nad GUD za grudzień 2016 r.

** W odniesieniu do lat 2010–2015 dla TAURON Dystrybucja S.A. podano średnią liczbę GUD z obszarów działalności dawnych spółek. Liczbę GUD za 2016 r. zaczerpnięto z ankiety miesięcznej dot. informacji o odbiorcach, którzy zmienili sprzedawcę oraz postępach prac nad GUD za grudzień 2016 r.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez OSD.

W 2016 r. Prezes URE kontynuował monitorowanie stanu wdrożenia do powszechnego stosowania wzoru GUD-K, a także brał udział w pracach

prowadzonych przez PTPIREE, TOE, KIGEIT oraz OSDnEE mających na celu opracowanie nowych wzorców Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) oraz Generalnej Umowy Dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) GC1. Z analizy monitoringu Prezesa URE, jak również informacji przekazanych przez OSD wynika, że proces podpisywania GUD-K rozpoczął się w 2014 r. Z końcem 2016 r. odnotowano, w zależności od OSDp, od 21 do 25 ważnych GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami, co stanowi postęp względem roku poprzedniego.

Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w tym realizacji postanowień rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r.

Szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP znajduje się w zatwierdzonej przez Prezesa URE IRiESP. Zakres tych informacji wypełnia wymagania wynikające z przepisów prawa krajowego. Informacje te są publikowane na stronie internetowej OSP dostępnej pod adresem www.pse.pl.

W zakresie wykonywania zadań wynikających z rozporządzenia 543/2013, OSP wdrożył i stosuje mechanizm pozyskiwania odpowiednich danych od użytkowników systemu elektroenergetycznego, które są następnie przekazywane do ENTSO-E w celu ich publikacji na centralnej platformie in-

formacyjnej na rzecz przejrzystości dostępnej pod adresem <http://transparency.entsoe.eu>. W 2016 r. w wyniku współpracy ENTSO-E oraz ACER rozpoczęto prace nad aktualizacją Podręcznika Procedur platformy, która na celu implementację nowych funkcjonalności w obszarze pobierania danych przez jej użytkowników oraz zmiany zasad udostępniania i prezentacji niektórych danych. Prace te nie zakończyły się w 2016 r.

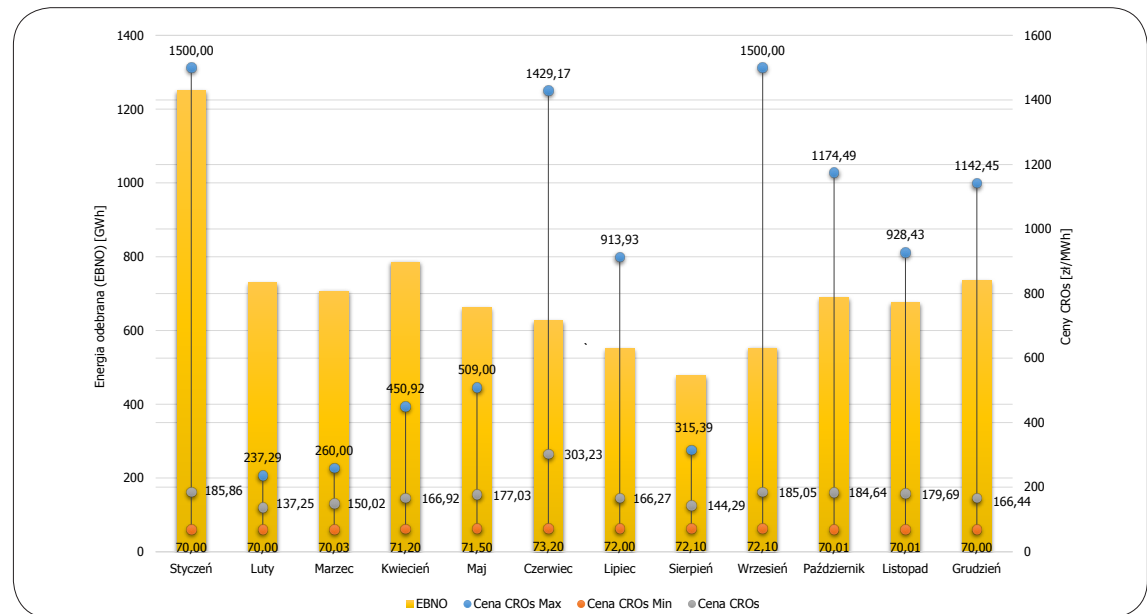
W omawianym okresie nie wpłynęły do Prezesa URE żadne skargi związane z brakiem realizacji

przez OSP obowiązków informacyjnych wynikających z IRiESP oraz rozporządzenia 543/2013.

Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego

Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rynek bilansujący) zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

Rysunek 15. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na Rynku Bilansującym (CRO₂) w 2016 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

nego w IRIESP, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

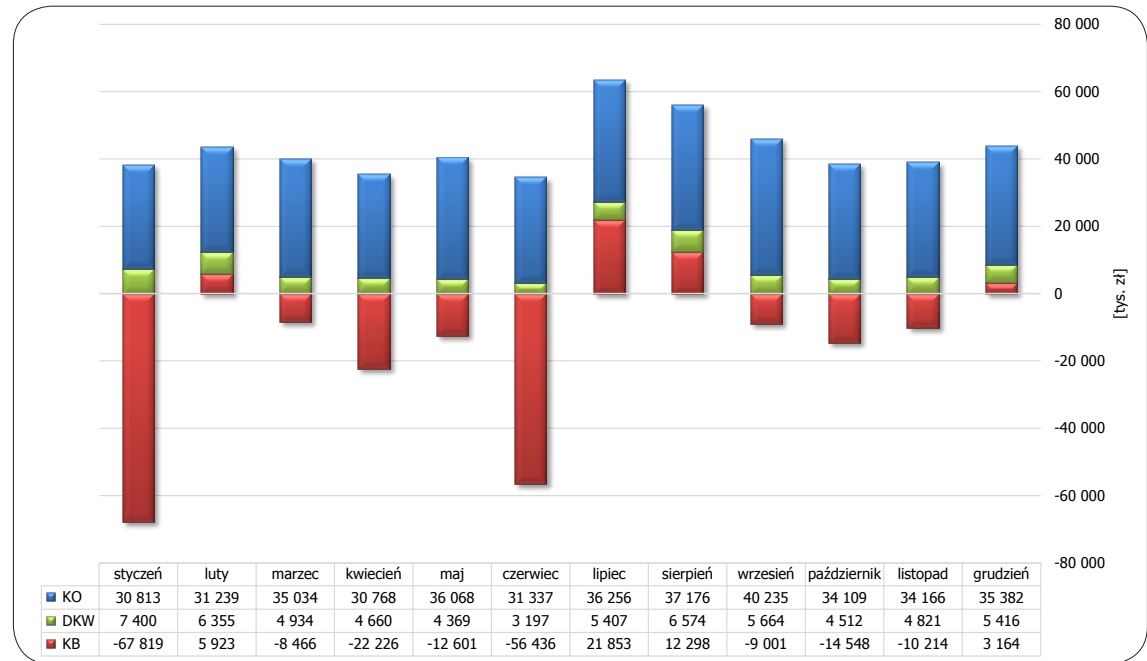
Na koniec 2016 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 120 podmiotów, w tym 21 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 8 odbiorców sieciowych, 75 przedsiębiorstw obrotu, giełda energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 339 jednostek grafikowych.

Na rys. 15 (str. 52) przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego (zakup z rynku bilansującego) oraz cenach rozliczeniowych niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2016 r.

W 2016 r. łączny wolumen energii elektrycznej odebranej z Rynku Bilansującego (EBNO) wyniósł 8,44 TWh, był większy o ok. 16% w porównaniu do roku poprzedniego i stanowi ok. 5% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. W 2016 r. łączny wolumen energii elektrycznej dostarczonej na Rynek Bilansujący (EBND) wyniósł 8,82 TWh i był większy o 0,38 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z tego rynku (EBNO). Wskazuje to na niewielkie przekontraktowanie uczestników rynku, które występowało w większości miesięcy 2016 r., przy czym wielkość przekontraktowania była znacznie mniejsza niż w 2015 r.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CROs) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 237,29 zł/MWh do 1 500,00 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 137,25 zł/MWh do

Rysunek 16. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2016 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

303,23 zł/MWh. W siedmiu miesiącach roku maksymalna cena przekraczała 900 zł/MWh (w 2015 r. wystąpiły jedynie dwa takie miesiące), a w dwóch miesiącach wystąpiła cena maksymalna na poziomie 1 500 zł/MWh, co oznacza, że do bilansowania systemu zostały wykorzystane jednostki wytwórcze świadczące usługę Interwencyjnej Rezerwy Zimnej. Opisane powyżej sytuacje były uwarunko-

wane różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych i powtarzających się należy zaliczyć warunki atmosferyczne, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w tym systemie oraz warunki rynkowe.

Koszty usuwania ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w IRIESP wyniosły 412,7 mln zł. Kształtowanie się tych kosztów, jak również kosz-

tów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych miesiącach 2016 r. przedstawiono na rys. 16 (str. 53).

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -67 819 tys. zł do +21 853 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów poniesionych przez OSP wystąpiły w styczniu i czerwcu 2016 r.³⁵⁾ Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się odpowiednio w przedziałach odpowiednio: od 30 768 tys. zł do 40 235 tys. zł oraz od 3 197 tys. zł do 7 400 tys. zł.

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego na zasadach opisanych w IRiESP zatwierdzonej przez Prezesa URE. Rozliczenia tej rezerwy są dokonywane godzinowo, jak również uzupełniająco w trybach miesięcznym i rocznym. W ramach każdego z rozliczeń średnia cena ORM nie przekracza wartości ceny referencyjnej godzinowej, obowiązującej w danym roku. Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2016 r. wyniosła 3 780, z czego dla 1 238 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej (41,20 zł/MWh). W godzinach tych rozliczona ORM była nie większa niż minimalna wymagana przez OSP wielkość godzinowa tej rezerwy równa 3 451,1 MW-h. Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2016 r. wyniosła 32,98 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 3 904,2 MW-h.

³⁵⁾ „+” oznacza koszty ponoszone na RB (płatności dla Uczestników Rynku Bilansującego), „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB (płatności od Uczestników Rynku Bilansującego).

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Podjęmowane przez Prezesa URE w 2016 r. działania dotyczące monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, o których mowa w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, nie odbiegały od praktyki opisywanej w sprawozdaniach z poprzednich lat. Prezes URE w 2016 r. nie skorzystał również z prawa wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, tj. prawa wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstw energetycznych. Monitoring prowadzony był wyłącznie w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane m.in. w formie arkuszy sprawozdawczych, przekazywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w okresach półrocznych oraz rocznych. Informacje te, w ocenie Prezesa URE, były wystarczające.

Weryfikacja IRiESD „małych” operatorów sieci dystrybucyjnej

W 2016 r. oddziały terenowe prowadziły po raz kolejny weryfikację IRiESD, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne pod kątem sprawdzenia ich zgodności z obowiązującymi przepisami prawa, tj. z art. 9g i art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. c i e tej ustawy oraz aktami wykonawczymi do niej, w oparciu o zapisy procedury przeprowadza-

nia weryfikacji zatwierdzonej decyzją Prezesa URE nr 3/2015 z 19 marca 2015 r.

W okresie sprawozdawczym wszczęto weryfikację 18 podmiotów, będących tzw. „małymi” operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.

Podsumowując należy stwierdzić, że nie stwierdzono naruszeń przepisów prawa w zakresie objętym okresowym planem weryfikacji IRiESD, wobec czego nie było podstaw do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne względem weryfikowanych podmiotów.

Na 31 grudnia 2016 r. w trakcie weryfikacji pozostawało jeszcze 13 IRiESD „małych” operatorów elektroenergetycznych.

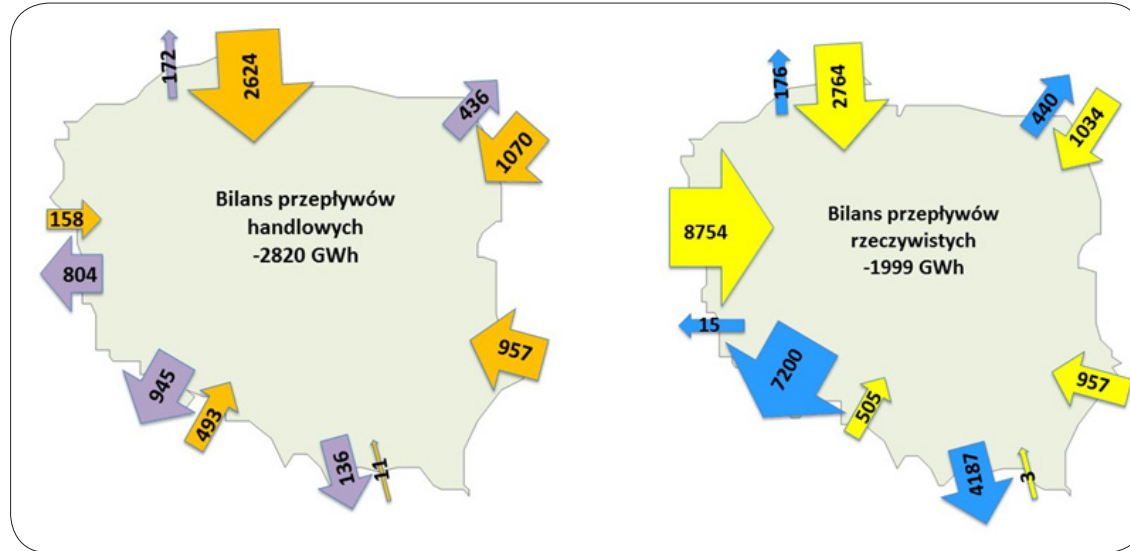
6.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci

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 2016 r. zostały przedstawione na rys. 17 (str. 55).

Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2016 r. – wyniósł -2 820 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 2 493 GWh i zmniejszył się o ok. 5% w porównaniu do roku po-

Rysunek 17. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2016 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

przedniego. Natomiast import energii elektrycznej w 2016 r. był głównie realizowany ze Szwecji, Litwy, Ukrainy oraz Czech i wyniósł łącznie 5 313 GWh (wzrost o ok. 48% w porównaniu do roku poprzedniego).

Jednocześnie należy zwrócić uwagę na istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniając się do znacznego ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych

uczestnikom na tych granicach (więcej o przepływach nieplanowych w pkt 2.2. części IV Sprawozdania).

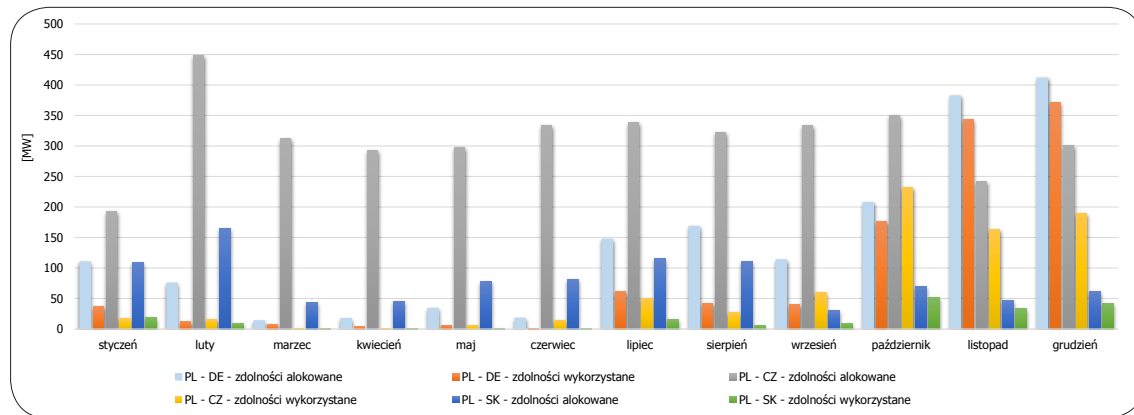
W 2016 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się w trybie aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych zarówno w kierunku eksportu, jak i w kierunku eksportu w horyzontach krótkoterminowych dobowych – *day-ahead* oraz w dniu realizacji dostawy – *intra-day*.

Na rys. 18 i 19 (str. 56) przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowe alokowane i wykorzystane na połączeniach synchronicznych w 2016 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy, Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w większości miesięcy 2016 r. oczekiwali największej nadwyżki rynkowej na granicach z Czechami i Niemcami. Jednocześnie stopień wykorzystania alokowanych zdolności przesyłowych może świadczyć, że w największym stopniu były wykorzystywane moce przesyłowe alokowane do Niemiec. Podobna sytuacja w zakresie alokacji mocy przesyłowych miała miejsce w przypadku importu energii elektrycznej. W szczególności, najwięcej oferowanych mocy przesyłowych zostało alokowanych z Niemiec, a następnie Czech. Ilość oferowanych i alokowanych mocy przesyłowych w drugiej połowie 2016 r. była znacznie większa niż w pierwszej połowie, co w dużej mierze wynika z uruchomieniem przesuwnika fazowego na granicy polsko-niemieckiej.

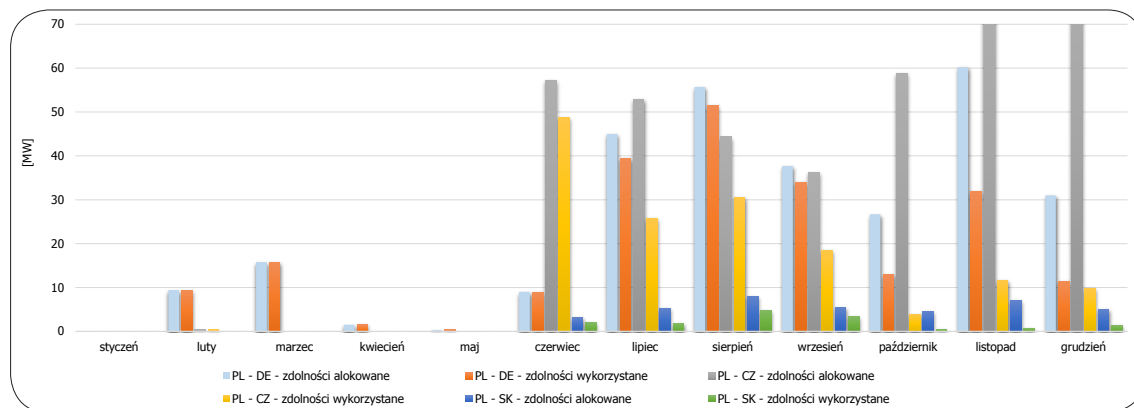
Należy również zwrócić uwagę, że ilość udostępnianych mocy przesyłowych w kierunku eksportu jest znacznie większa niż ma to miejsce w przypadku importu. Taka sytuacja jest podyktowana przede wszystkim istnieniem nieplanowych przepływów energii (więcej na temat niepla-

Rysunek 18. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2016 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 19. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2016 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

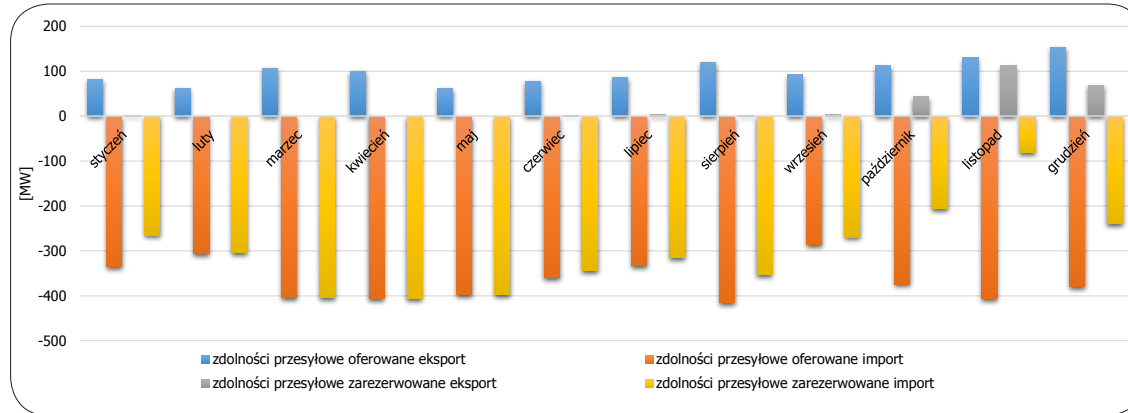
nowych przepływów energii w pkt 2.2. części IV Sprawozdania). Nieplanowe przepływy energii powodują również, że znaczna część mocy przesyłowych jest udostępniana w krótszych horyzontach czasowych. W szczególności, zdolności przesyłowe w kierunku importu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dobowych – średnio 66% oferowanych zdolności przesyłowych oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw (śróddziennych) – średnio 34% oferowanych zdolności przesyłowych. Podobnie, zdolności przesyłowe w kierunku eksportu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dobowych – średnio 59% oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw (śróddziennych) – średnio 41% oferowanych zdolności przesyłowych.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa w 2016 r. była realizowana w trybie aukcji typu *implicite* w oparciu o mechanizm *market coupling* prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool AS.

Na rys. 20 i 21 (str. 57) przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w 2016 r.

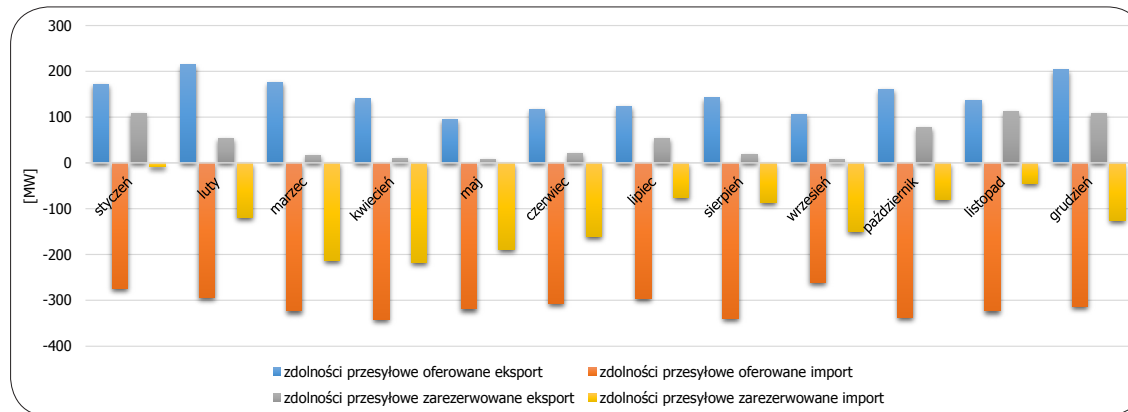
Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w 2016 r. ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski ze Szwecji, ograniczonym względami bezpieczeństwa KSE w godzinach nocnych. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na tej granicy wyniosły 600 MW w obu kierunkach. Podobna sytuacja miała miejsce na połączeniu Polska-Litwa, choć w przypadku tego połączenia okresowo był realizowany eksport

Rysunek 20. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2016 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 21. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2016 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

energii elektrycznej. Kierunek wymiany handlowej na tym połączeniu był w dużej mierze uwarunkowany dostępnością interkonektora łączącego Litwę ze Szwecją. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Litwa wyniosły: w kierunku eksportu do Litwy 492 MW, a w kierunku importu do Polski 488 MW.

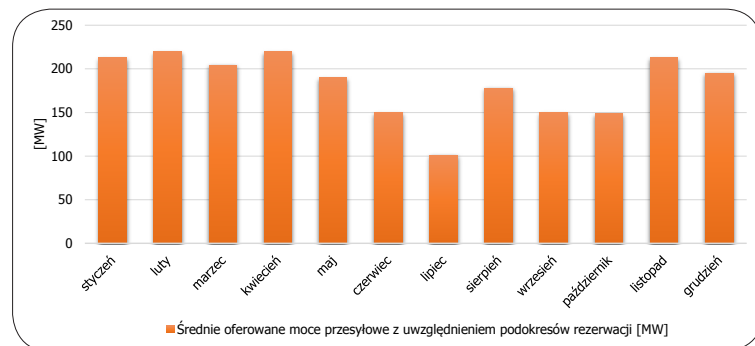
Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym. Zdolności przesyłowe były udostępniane tylko w kierunku importu do Polski w maksymalnej wysokości 220 MW. Czasowe ograniczenia zdolności przesyłowych były spowodowane planowanymi wyłączeniami linii lub z zagrożeniem przekroczenia limitów napięciowych.

Na rys. 22 (str. 58) przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, w kierunku importu w 2016 r.

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2016 r.

W przetargu rocznym oraz w przetargach miesięcznych na rezerwację mocy na przekrojach granicznych Polski w 2016 r. nie oferowano zdolności przesyłowych. Natomiast w przetargach dobowych zdolności przesyłowych na przekrojach granicznych Polski, zdolności przesyłowe były alokowane zarówno w kierunku eksportu, jak i importu. W ciągu całego okresu (rok 2016 – przetargi do-

Rysunek 22. Średnie oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu między-systemowym Polska-Ukraina, kierunek import, w 2016 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

bowe) zostały one alokowane w sumie dla 25 różnych podmiotów (uczestników rynku). Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosił ok. 29%.

Ograniczenia w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą w 2016 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje).

Z kolei na połączeniu Polska-Ukraina linią 220 kV Zamość – Dobrotwór wystąpiła redukcja aloko-

wanych zdolności przesyłowych w okresie od 8 sierpnia 2016 r. godz. 00:00 do 13 sierpnia 2016 r. godz. 24:00 do 120 MW, spowodowana awaryjnym przedłużeniem wyłączenia linii Zamość-Mokre.

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2016 r.

W okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2016 r. łączna wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE wyniosła 88 035,4 tys. zł³⁶⁾. Wielkość ta w całości zasilili Fundusz Celowy utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE S.A. 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego.

OSP przeznaczają środki zgromadzone na Funduszu Celowym na utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci tj. cele określone w rozporządzeniu 714/2009. Inwestycje te powinny prowadzić do zwiększania transgranicznych zdolności przesyłowych z krajami UE oraz zapewniania bezpieczeń-

³⁶⁾ Powyższa wielkość przychodów dotyczy stanu na 20 lutego 2017 r. Przedstawiona powyżej wielkość może ulec zmianie z uwagi na niezakończony proces opracowywania sprawozdania finansowego PSE S.A. za rok 2016, w tym jego weryfikacji przez biegłego rewidenta.

stwa pracy KSE w ramach połączonych systemów europejskich, w szczególności poprzez zwiększenie możliwości współpracy międzyoperatorskiej (np. możliwości korzystania z międzyoperatorskich środków zaradczych). Projekty inwestycyjne zostały określone w Planie Rozwoju uzgodnionym przez Prezesa URE. Dotychczas OSP przeznaczył część środków zgromadzonych na Funduszu Celowym jako jedno ze źródeł finansowania zadań inwestycyjnych wchodzących w ramy projektu budowy połączenia Polska-Litwa, wraz z niezbędnym wzmocnieniem KSE. W 2016 r. z Funduszu Celowego nie wydatkowano żadnych środków.

6.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Monitorowanie przez Prezesa URE warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji odbywa się m.in. w trakcie prowadzonych postępowań wyjaśniających lub administracyjnych w sprawach dotyczących odmowy przyłączenia do sieci, a także poprzez analizę wybranych powiadomień o odmowach przyłączenia do sieci nadsyłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne do oddziałów terenowych.

Jeżeli w trakcie prowadzonego postępowania wyjaśniającego zostaną powzięte informacje na temat problemów dotyczących przyłączenia podmiotów lub jakości dostaw energii związanych np. z pracami modernizacyjnymi, przedsiębiorstwa

zobowiązane są do przekazywania informacji na temat postępu prac i dokonywanych napraw na sieci, które mają na celu wyeliminowanie problemów odbiorców. Dodatkowo, po powzięciu informacji o wystąpieniu awarii oddziały terenowe URE występują do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących dystrybucję energii elektrycznej o przekazanie wyjaśnień na temat zakresu, przebiegu i przyczyn powstałych awarii.

W związku z obowiązkiem niezwłocznego powiadamiania Prezesa URE przez przedsiębiorstwa energetyczne o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci (wraz z podaniem przyczyny odmowy), przedsiębiorstwa energetyczne w 2016 r. zgłosiły 133 powiadomienia w zakresie energii elektrycznej na łączną moc 1 537,212 MW.

Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię i nazwisko osób fizycznych ubiegających się o przyłączenie bądź nazwę podmiotu, ich adres, lokalizację instalacji, moc przyłączeniową, rodzaj instalacji, grupę przyłączeniową itd.), przyczyny odmowy, kopię powiadomienia o odmowie wysłanego podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci, stosowne obliczenia lub ekspertyzy wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia do sieci.

Dodatkowo powiadomienia zawierały m.in. charakterystykę zagadnień związanych z przyłączaniem podmiotów do sieci elektroenergetycznej, szczegółowe uwarunkowania dotyczące przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, przyczyny braku istnienia warunków technicznych przy-

łączenia do sieci konkretnego obiektu, analizę ujęcia konkretnej inwestycji w planach rozwoju (art. 16), a w przypadku braku warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, także określenie kosztów wykonania inwestycji oraz analizę efektywności ekonomicznej inwestycji.

W największej liczbie, bo w 121 powiadomieniach jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetyczne wskazały brak istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa 1 452,832 MW), w 9 przypadkach przedsiębiorstwa energetyczne w powiadomieniach o odmowie wskazały oprócz braku istnienia warunków technicznych, także brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa 83,311 MW), w 3 przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu o odmowie wskazało jedynie brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa 1,069 MW).

W 114 przypadkach odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dotyczyły odnawialnych źródeł energii – farm wiatrowych, elektrowni słonecznych (instalacje fotowoltaiczne) oraz biogazowni o łącznej mocy 1 525,979 MW. Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, że odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie ze względu na niespełnienie wymagań jakościowych energii, ze względu na zagrożenia zwiarcie sieci SN, ze względu na niezachowanie lokalnego charakteru źródła oraz ze względu na przeciążenia sieci.

W 2016 r. działający na terenie oddziałów terenowych operatorzy systemów dystrybucyjnych,

w podziale na rodzaje źródeł, odmówili przyłączenia:

- 49 farm wiatrowych o łącznej mocy 462,685 MW,
- 62 instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 1 060,667 MW,
- 3 biogazowni o łącznej mocy 2,627 MW,
- 18 obiektów odbiorców o łącznej mocy 10,133 MW,
- 1 źródła konwencjonalnego o mocy 1,100 MW.

Należy zauważyć, że liczba złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne powiadomień o odmowach przyłączenia do sieci wzrosła o ok. 12% w odniesieniu do 2015 r.

Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci odbywało się w 2016 r. także w [oddziałach terenowych](#) poprzez rozpatrywanie skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych.

W okresie sprawozdawczym do oddziałów terenowych wpłynęło łącznie ponad 30 skarg wskazujących na odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz dostępu do sieci elektroenergetycznej.

Większość z tych skarg związana była z realizacją przyłączenia (wygaśnięcie warunków przyłączenia, koszty budowy przyłącza, niewywiązywanie się przedsiębiorstw energetycznych z terminów określonych w zawartych umowach o przyłączenie). Sprawy skargowe dotyczyły również innych aspektów procedury przyłączeniowej: sposobu wykonania przyłącza przez przedsiębiorstwo energetyczne, prawidłowości ustalenia opłaty za przyłączenie do sieci, czasu oczekiwania na odbiór przyłącza i zainstalowania układu pomiarowo-

-rozliczeniowego, a także odmowy przyłączenia do sieci dystrybucyjnej nieruchomości wspólnej – zespołów garażowych.

Dużo spraw związanych było z przyłączaniem do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji, w tym mikroinstalacji prosumenckich (problemy z brakiem możliwości zbilansowania energii wprowadzonej do sieci z energią pobraną).

We wszystkich tego rodzaju sprawach oddziały terenowe reagowały adekwatnie do okoliczności konkretnego przypadku, np. udzielały wyczerpujących wyjaśnień lub wskazywały inny sposób rozwiązania problemu i dochodzenie swoich praw, np. poprzez skierowanie sprawy na drogę postępowania cywilnego.

Dokonywanie napraw sieci

Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznej i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci jest realizowane przez oddziały terenowe w sposób ciągły na podstawie informacji nadsyłanych m.in. przez odbiorców oraz przedsiębiorstwa energetyczne.

W szczególności odbywa się przy rozpatrywaniu skarg odbiorców.

Oddział terenowy w Gdańsku na bieżąco dokonywał monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznej na podstawie informacji nadsyłanych przez odbiorców w toku rozpatrywanych skarg, jak również na podstawie nadsyłanych danych dot. awarii infrastruktury elektroenergetycznej operatorów sieci dystrybucyjnych działających

na terenie województwa pomorskiego i warmińsko-mazurskiego. Z danych przedstawionych przez operatora działającego na terenie województwa warmińsko-mazurskiego wynika, że w 2016 r. wystąpiło łącznie 4 319 przerw w dostawach energii elektrycznej w sieciach niskiego, średniego i wysokiego napięcia, w tym m.in. długich 3 059 i bardzo długich – 216. Jak wskazał operator przyczynami powstawania zakłóceń w dostawach energii elektrycznej były przede wszystkim działania żywiołów (m.in. silny porywisty wiatr, powódź, ulewny deszcz, grad, wyładowania atmosferyczne), oddziaływania drzew i gałęzi, także działania osób trzecich oraz ptaki i zwierzęta. Operator ten wskazał, że naprawy sieci elektroenergetycznych są wykonywane niezwłocznie, siłami własnymi operatora oraz z wykorzystaniem usług obcych. Głównym problemem przy usuwaniu awarii są trudne warunki dojazdu do uszkodzonych urządzeń, w szczególności gdy elektroenergetyczne linie napowietrzne przebiegają przez tereny leśne, gdzie brak jest dróg dojazdowych, czy też występują tereny podmokłe. Operator w celu wyeliminowania ilości i częstotliwości przerw w dostawie energii elektrycznej przeprowadza bieżące zabiegi eksploatacyjne oraz dokonuje modernizacji sieci elektroenergetycznej.

Z kolei największy operator systemu dystrybucyjnego działający na terenie województwa pomorskiego podał, że w I półroczu 2016 r. na terenie tego województwa miało miejsce 6 149 awarii w sieciach niskiego, średniego i wysokiego napięcia, z tego w sieciach niskiego napięcia – 5 042 awarii, sieciach średniego napięcia 1 105 awarii i dwie awarie w sieci wyso-

kiego napięcia. Natomiast w II półroczu 2016 r. łączna liczba awarii we wszystkich eksploatowanych sieciach elektroenergetycznych przez tego operatora wyniosła 8 832, w tym m.in. w sieciach niskiego napięcia – 7 279 awarii, a w sieciach średniego napięcia – 1 545. Operator wskazał, że na każde wyłączenie awaryjne reagował bez zbędnej zwłoki. Natomiast w celu ograniczenia rozmiarów i czasów włączeń odbiorców operator kontynuuje działania mające na celu poprawę odporności sieci elektroenergetycznej na zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii, w tym m.in. poprzez wymianę przewodów „gołych” na niepełnoizolowane w sieciach średniego napięcia oraz na izolowane w sieciach niskiego napięcia, czy też automatyzację sieci średniego napięcia.

W ramach monitorowania dokonywania napraw sieci **oddział terenowy w Katowicach** pozyskał od dwóch kluczowych operatorów systemów dystrybucyjnych informacje dotyczące awarii na terenie województwa śląskiego i świętokrzyskiego. W sieci elektroenergetycznej jednego z operatorów na obszarze województwa śląskiego, w 2016 r. wystąpiło jedynie 6 przerw katastrofalnych (przerwa w dostawach energii elektrycznej przekraczająca 24 godziny), przy czym przerwy te miały bardzo mały zasięg i dotyczyły niewielkiej liczby obsługiwanych odbiorców. Załedwie w dwóch przypadkach przerwy w dostawach energii elektrycznej dotyczyły więcej niż dwóch odbiorców. Przedmiotowe przerwy katastrofalne były konsekwencją albo zjawisk atmosferycznych (porywisty wiatr i gwałtowne burze), albo uszkodzeń sieci elektro-

energetycznej przez osoby postronne. Wszystkie awarie sieci elektroenergetycznej z 2016 r. wraz z ich skutkami, w szczególności awarie powodujące przerwy katastrofalne, zostały usunięte. Wskaźniki jakości dostarczania energii elektrycznej dla sieci elektroenergetycznej jednego z operatorów na obszarze województwa śląskiego w 2016 r. przedstawiono w poniższej tabeli:

Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostawach energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	64,76
	przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	125,52
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	125,67
	przerwy – razem	190,34
SAIFI (ilość przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,38
	przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	2,14
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	2,14
	przerwy – razem	2,52
MAIFI (ilość przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	2,36

W 2016 r. przerwy katastrofalne dla odbiorców zamieszkałych na terenie województwa świętokrzyskiego wystąpiły na skutek ekstremalnych warunków atmosferycznych. W dniach 10–11 lutego 2016 r. gwałtowny wiatr połączony z obfitymi opadami śniegu spowodował w sieci energetycznej wiele zakłóceń awaryjnych. W sieci najwyższych napięć wystąpiły 4 awarie, a w sieci średnich napięć w województwie świętokrzyskim ogółem odnotowano 48 awarii. Niekorzystne warunki atmosferyczne powodowały, że powalone drzewa i poła-

mane gałęzie uszkadzały przewody, łamały słupy oraz krzywiły konstrukcje wsporcze.

17 czerwca 2016 r. w godzinach popołudniowych wystąpiły ekstremalne zjawiska pogodowe (gwałtowne nawałnice, lokalne trąby powietrzne). Zjawiska te w województwie świętokrzyskim swoim zasięgiem objęły teren trzech Rejonów Energetycznych: Kielce, Radom i Skarżysko, na terenie których wprowadzono stan podwyższonej gotowości.

26 czerwca 2016 r. w godzinach popołudniowych wystąpił silny, porywisty wiatr połączony z wyładowaniami atmosferycznymi. Na terenie województwa świętokrzyskiego w sieci średnich napięć wystąpiły w tym czasie 33 awarie. Tak jak w poprzednich zdarzeniach przyczyną awarii były powalane przez burze drzewa, które uszkadzały przewody, połączenia mostkowe na słupach oraz słupy energetyczne.

W województwie świętokrzyskim wszystkie awarie sieci elektroenergetycznej, które spowodowały przerwy katastrofalne w 2016 r. zostały usunięte.

Wskaźniki SAIDI i SAIFI za 2016 r. dla województwa świętokrzyskiego objętego działaniem drugiego operatora sieci dystrybucyjnej wynoszą:

- SAIDI – 355,15 min./odb.,
- SAIFI – 4,03 przerw/odb.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych **oddział terenowy w Krakowie** zwrócił się do dwóch operatorów działających na terenie województwa małopolskiego i podkarpackiego o przekazanie stosownych

informacji w zakresie awarii sieci elektroenergetycznych na tym terenie.

Na terenie województwa podkarpackiego u jednego z operatorów w 2016 r. odnotowano 7 247 awarii w sieci nN, 763 awarie w sieci SN i 12 awarii w sieci WN. W zakresie przerw w dostawie energii elektrycznej miało miejsce 4 070 przerw planowanych o łącznym czasie 14 060 godzin (średni czas przerwy to 3 godziny i 27 minut) oraz 22 091 przerw nieplanowanych o łącznym czasie 49 637 godzin (średni czas przerwy to 2 godziny i 15 minut).

Natomiast u drugiego z operatorów na terenie województwa małopolskiego w 2016 r. odnotowano 10 182 awarie w sieci nN, 5 854 awarie w sieci SN i 15 awarii w sieci WN. W zakresie przerw w dostawie energii elektrycznej miało miejsce 12 760 przerw planowanych o łącznym czasie 19 776,35 godzin oraz 199 778 przerw nieplanowanych o łącznym czasie 43 303,32 godzin.

Wskaźniki jakości dostarczania energii elektrycznej kształtowały się w 2016 r. jak niżej:

Wskaźniki SAIDI, SAIFI i MAIFI za 2016 r.	dla sieci dystrybucyjnej operatora na obszarze woj. małopolskiego	dla sieci dystrybucyjnej operatora na obszarze woj. podkarpackiego
SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	73,39
	przerwy nieplanowe	173,29
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	173,73
SAIFI (ilość przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,52
	przerwy nieplanowe	3,12
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	3,12
MAIFI (ilość przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	5,94
		4,47

W przypadku wystąpienia awarii na sieci, operatorzy sieci każdorazowo niezwłocznie angażują posiadane przez siebie zasoby oraz wykorzystują zasoby usług obcych w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Przedsiębiorstwa prowadzą działania mające na celu umożliwienie szybkiego usunięcia powstałej awarii (m.in. poprzez prace stosownych służb dyspozytorskich, instrukcji działania w sytuacji wystąpienia sytuacji awaryjnej), jak również ograniczanie liczby i czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (m.in. bieżące remonty sieci, stałe monitorowanie oraz analizowanie wskaźników dotyczących niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej, ograniczenie czasu prac eksploatacyjnych do niezbędnego minimum, wprowadzanie automatyzacji pracy sieci). Jak wskazuje jeden z Operatorów, głównymi przyczynami awarii są: działanie żywiołów (silny porywisty wiatr, oblodzenie, opady mroźnego śniegu, burze itp.) oraz przewaga linii napowietrznych przebiegających przez tereny zalesione.

Na terenie działania **oddziału terenowego we Wrocławiu** w 2016 r. w sieci elektroenergetycznej należącej do jednego z operatorów sieci dystrybucyjnej miały miejsce awarie sieci nN, SN i WN trwające do 24 godz. Na obszarze województwa dolnośląskiego wystąpiło 13 623 awarii o sumarycznym czasie trwania 1 302 714 minut, z czego na poszczególne poziomy napięcia sieci dystrybucyjnej przypadło odpowiednio:

- sieć dystrybucyjna WN: 71 awarii o sumarycznym czasie trwania 1 381 minut,
- sieć dystrybucyjna SN: 6 256 awarii o sumarycznym czasie trwania 434 939 minut,

- sieć dystrybucyjna nN: 7 296 awarii o sumarycznym czasie trwania 866 394 minut.

Natomiast na obszarze województwa opolskiego w 2016 r. wystąpiło 6 429 awarii o sumarycznym czasie trwania 541 521 minut, z czego na poszczególne poziomy napięcia sieci dystrybucyjnej przypadło odpowiednio:

- sieć dystrybucyjna WN: 12 awarii o sumarycznym czasie trwania 497 minut,
- sieć dystrybucyjna SN: 1 934 awarii o sumarycznym czasie trwania 167 221 minut,
- sieć dystrybucyjna nN: 4 483 awarie o sumarycznym czasie trwania 373 803 minuty.

Ilość oraz czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej

W sieci dystrybucyjnej na obszarze województwa dolnośląskiego w 2016 r. wystąpiło 200 067 przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców o sumarycznym czasie trwania 5 332 882 minut, przy czym na poszczególne rodzaje przerw przypadło odpowiednio:

- przerwy krótkie (przerwy trwające nie krócej niż 1 sekunda i nie dłużej niż 3 minuty): 109 270 przerw o sumarycznym czasie trwania 122 642 minut,
- przerwy długie (przerwy trwające nie krócej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin): 90 509 przerw o sumarycznym czasie trwania 4 918 352 minut,
- przerwy bardzo długie (przerwy trwające nie krócej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny): 264 przerwy o sumarycznym czasie trwania 248 084 minut,

- przerwy katastrofalne (przerwy trwające dłużej niż 24 godziny): 24 przerwy o sumarycznym czasie trwania 43 804 minut.

Natomiast w sieci dystrybucyjnej na obszarze województwa opolskiego w 2016 r. wystąpiło 70 612 przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców o sumarycznym czasie trwania 1 900 788 minut, przy czym na poszczególne rodzaje przerw przypadło odpowiednio:

- przerwy krótkie (przerwy trwające nie krócej niż 1 sekunda i nie dłużej niż 3 minuty): 36 980 przerw o sumarycznym czasie trwania 36 155 minut,
- przerwy długie (przerwy trwające nie krócej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin): 33 596 przerw o sumarycznym czasie trwania 1 831 559 minut,
- przerwy bardzo długie (przerwy trwające nie krócej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny): 36 przerw o sumarycznym czasie trwania 33 074 minut,
- przerwy katastrofalne (przerwy trwające dłużej niż 24 godziny): brak przerw.

Wskaźniki jakości dostarczania energii elektrycznej

Wskaźniki jakości dostarczania energii elektrycznej dla sieci elektroenergetycznej na obszarze województwa dolnośląskiego i opolskiego w 2016 r. przedstawiono w tab. na str. 63. Wskaźniki te skalkulowano przy uwzględnieniu przerw występujących w sieciach dystrybucyjnych WN, SN i nN oraz liczby obsługiwanych odbiorców przez operatora systemu dystrybucyjnego na poziomie 1 325 981 dla województwa dolnośląskiego oraz 450 302 dla województwa opolskiego.

Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
Województwo dolnośląskie		
SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	36,57
	przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	126,44
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	126,75
	przerwy – razem	163,32
SAIFI (ilość przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,30
	przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	2,62
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	2,62
	przerwy – razem	2,92
MAIFI (ilość przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	2,61
Województwo opolskie		
SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowe	57,62
	przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	111,19
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	111,19
	przerwy – razem	168,81
SAIFI (ilość przerw/odbiorcę)	przerwy planowe	0,48
	przerwy nieplanowe bez katastrofalnych	2,40
	przerwy nieplanowe z katastrofalnymi	2,40
	przerwy – razem	2,88
MAIFI (ilość przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	2,40

Odbiorcy pozbawieni napięcia

Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej operatora w 2016 r. wyniosła 1 192 157 odbiorców na obszarze województwa dolnośląskiego oraz 396 578 odbiorców na obszarze województwa opolskiego.

Kroki podejmowane w celu naprawy sieci

Niezwłoczne usuwanie uszkodzeń sieci dystrybucyjnej wywołanych awariami w niej występującymi oraz zachowanie ciągłości dostarczania energii elektrycznej do odbiorców stanowi jeden z priorytetowych celów operatora systemu dystrybucyjnego na terenie obu ww. województw. W związku z taką polityką działania w 2016 r., analogicznie jak w latach poprzednich, operator starał się usuwać wszystkie uszkodzenia w sieci dystrybucyjnej tak szybko jak to możliwe przy wykorzystaniu wszystkich dostępnych zasobów.

Dodatkowo od kilku lat systematycznie prowadzonych jest szereg działań ukierunkowanych na ograniczanie liczby i czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, spośród których za najbardziej istotne dla realizacji tego celu należy uznać:

- istotne zwiększenie wydatków na modernizację sieci dystrybucyjnej w latach 2012–2016 i dążenie do zwiększenia tego poziomu w kolejnych latach w celu przejścia z tradycyjnych przewodów „gołych” na przewody izolowane polietylenem sieciowym w systemie PAS lub przewody o izolacji pełnej (dotyczy terenów leśnych i mocno zadrzewionych), a także wymianę najstarszych kabli SN np. kabli SN w izolacji papierowej nasyconej olejem,
- stałe monitorowanie oraz analizowanie wskaźników dotyczących niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej na poszczególnych obszarach działania przedsiębiorstwa oraz podejmowanie działań zmierzających do ich

zmniejszenia na obszarach szczególnie zagrożonych przerwami w dostarczaniu energii elektrycznej np. poprawa stanu technicznego sieci dystrybucyjnej na obszarach górskich obejmowanych często szczytami katastrofalną,

- organizację prac eksploatacyjnych na sieci dystrybucyjnej w sposób umożliwiający ograniczenie czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej do niezbędnego minimum (wykonywanie przedsięwzięć inwestycyjnych i zabiegów eksploatacyjnych na kilku obiektach elektroenergetycznych podczas tego samego wyłączenia) lub całkowite wyeliminowanie tych przerw (zasilanie odbiorców przy wykorzystaniu agregatów prądotwórczych, realizacja prac inwestycyjnych i eksploatacyjnych pod napięciem, a w szczególności prac związanych z pomiarami, odłączaniem i podłączaniem uzemiem w liniach napowietrznych SN, stosowania linii tymczasowych SN podczas modernizacji sieci napowietrznych),
- szerokie wykorzystywanie najlepszych praktyk w przedsiębiorstwie w zakresie organizacji służb terenowych oraz minimalizacji czasu dotarcia do miejsca awarii i skutecznej jej likwidacji; przedmiotowe praktyki wypracowywane są zarówno w ramach prac komisji powoływanych po każdej z rozległych awarii w sieci dystrybucyjnej, jak też w ramach cyklicznych spotkań stałych zespołów w oddziałach operatora zajmujących się analizą istotnych zdarzeń sieciowych,
- wdrożenie i rozszerzanie nowych technologii w zakresie diagnostyki napowietrznych linii elektroenergetycznych (obloty linii WN i SN)

oraz diagnostyki transformatorów WN/SN, linii kablowych WN i SN, a także urządzeń i aparatury WN i SN (diagnostyka prewencyjna),

- automatyzację pracy sieci dystrybucyjnej poprzez stosowanie łączników sterowanych drogą radiową z automatyką pozwalającą na selektywne wyłączenia uszkodzonych odcinków linii elektroenergetycznego bez „ręcznego” lokalizowania uszkodzenia,
- budowę nowych powiązań oraz optymalizację podziałów w sieci dystrybucyjnej,
- stosowanie na całym obszarze działania jednolitych instrukcji postępowania służb ruchowych przedsiębiorstwa w stanach zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz w stanach awaryjnych, a w szczególności instrukcji stałego dyżuru, instrukcji stanowiskowej dla dyspozytorów kierujących ruchem sieci elektroenergetycznej, instrukcji dotyczącej postępowania przy likwidacji stanów awaryjnych występujących w sieci elektroenergetycznej oraz instrukcji postępowania w przypadku wystąpienia awarii masowej w sieci elektroenergetycznej,
- wdrożenie nowoczesnych systemów informatycznych do zarządzania majątkiem sieciowym (system informatyczny ZMS) oraz zarządzania pracą brygad (system informatyczny ZPB),
- rozszerzenie zakresu programu zarządzania wegetacją (m.in. wycinki oraz pielęgnacji drzewostanu) w bezpośrednim sąsiedztwie linii elektroenergetycznych wszystkich poziomów napięć,
- utrzymywanie i rozwijanie zróżnicowanych kanałów komunikacyjnych do zgłaszania przez

odbiorców przerw w zasilaniu w energię elektryczną.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne, **oddział terenowy w Poznaniu** zwrócił się do jednego z operatorów działającego na terenie województwa wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii, która wystąpiła na terenie miasta Poznań 18 października 2016 r. Z informacji nadesłanych przez przedsiębiorstwo energetyczne wynika, że awaria w tym dniu wystąpiła w stacji elektroenergetycznej 110/15 kV Cytadela. Przyczyną awarii było zwarcie na szynach 15 kV w stacji Cytadela spowodowane pojawieniem się szczura na szynach w polu sprzęgła. Przerwa dla odbiorców trwała od godz. 20:03 do godz. 21:50, tj. 1 godz. i 47 minut. Należy jednakże zaznaczyć, że przywracanie zasilania następowało sukcesywnie, a o godz. 21:50 wszyscy odbiorcy mieli przywrócone dostawy energii elektrycznej. Przerwa dotyczyła 16 393 odbiorców zasilanych z ww. stacji elektroenergetycznej, zlokalizowanych w okolicach Starego Miasta, Cytadeli i Winograd w Poznaniu. Szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 17,08 MWh. Przy usuwaniu skutków awarii przeszkodą dla służb technicznych operatora było silne zadymienie rozdzielni 15 kV w stacji Cytadela, uniemożliwiające wejście do obiektu. Konieczna była interwencja Straży Pożarnej przy oddymieniu obiektu. W celu ograniczenia w przyszłości ryzyka wystąpienia tego typu awarii na stacji Cytadela, przedsiębiorstwo energetyczne realizowało następujące działania:

- przeprowadzono przegląd oraz wykonano dodatkowe uszczelnienie wszystkich otworów technologicznych do budynku rozdzielni SN w stacji Cytadela – zrealizowano do 25 października 2016 r.,
- wykonano wyizolowanie elementów szyn SN w polach sprzęgła do poziomu odłącznika szynowego – zrealizowano do 27 października 2016 r. **Oddział terenowy w Szczecinie** wystąpił do dwóch operatorów działających na terenie oddziału o przekazanie danych dotyczących m.in. przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców w 2016 r., zarówno planowanych, jak i będących skutkiem awarii.

Z danych przedstawionych przez pierwszego z operatorów wynika, że dla znajdujących się na terenie oddziału terenowego w Szczecinie rejonów dystrybucji, na sieci SN wystąpiło: 3 380 przerw planowanych, w tym długich – 3 366, bardzo długich – 14; 4 071 przerw nieplanowanych, w tym długich – 4 056, bardzo długich – 12, katastrofalnych – 3. Natomiast w oddziałach dystrybucji, na sieci WN wystąpiło 31 przerw nieplanowanych, wyłącznie długich. W wyniku awarii na sieciach SN i WN, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie 4 337 681 odbiorców, w tym 4 322 073 odbiorców z IV i V grupy przyłączeniowej. Z danych przekazanych przez przedsiębiorstwo energetyczne wynika, że odnotowano zgłoszenie jednego przekroczenia czasu trwania przerw jednorazowych oraz ich sum w ciągu roku w przypadku przerwy planowanej.

Drugi z operatorów przedstawił dane, z których wynika, że ilość przerw na sieci SN kształtowała się

na poziomie: 637 przerw planowanych, w tym długich – 635 i bardzo długich – 2 oraz 1 297 przerw nieplanowanych, w tym długich 1 220, bardzo długich – 56 i katastrofalnych – 21, natomiast w oddziałach dystrybucji, na sieci WN wystąpiło 8 przerw nieplanowanych, wyłącznie długich. Podczas wszystkich awarii na sieciach SN i WN, dostaw energii zostało pozbawionych na tym obszarze 657 653 odbiorców, w tym 656 363 odbiorców z IV i V grupy przyłączeniowej. Na obszarze objętym analizą odnotowano łącznie 129 przypadków przekroczenia dopuszczalnego czasu trwania jednorazowej przerwy nieplanowanej w dostawie energii elektrycznej (powyżej 24 h), w tym doszło do 14-krotnego przekroczenia dopuszczalnego czasu trwania przerw nieplanowanych w ciągu roku stanowiącego sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich (powyżej 48 h).

Oddział terenowy w Lublinie w ramach monitorowania obowiązków przedsiębiorstw energetycznych w zakresie napraw sieci elektroenergetycznej w okresie sprawozdawczym przeprowadził czynności monitorujące dotyczące wystąpienia jednej awarii sieci dystrybucyjnej SN, która miała miejsce na terenie miasta Lublin. Jak ustalono przerwa w dostawach energii elektrycznej trwała 37 minut, zaś skutki tej awarii dotknęły 3 stacji transformatorowych oraz 216 odbiorców energii elektrycznej. Na podstawie przedłożonych dokumentów i informacji awaria spowodowana była przez działania osób trzecich.

Na terenie działania **oddziału terenowego w Łodzi** nie występowały w 2016 r. awarie sieci elektroenergetycznej powodujące długotrwałe pozbawie-

nia odbiorców zasilania. W przypadku wystąpień odbiorców zawierających prośbę o skontrolowanie dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej oddział prowadził postępowania wyjaśniające i wzywał przedsiębiorstwa energetyczne do przedstawienia informacji o czasie trwania przerw planowanych i nieplanowanych, a także podjętych działaniach zaradczych. Odbiorcy byli informowani o dopuszczalnym czasie trwania przerw określonym w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego³⁷⁾ i możliwości wystąpienia do przedsiębiorstwa z wnioskiem o udzielenie stosownej bonifikaty. Oddział nie prowadził postępowań związanych z awariami sieci trwającymi dłużej niż 24 godziny. Do oddziału terenowego nie wpłynęły skargi w tym zakresie.

Wykazane powyżej przypadki występowania awarii nie wymagały jednak wszczęcia postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

6.4. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy

Faktyczna swoboda wyboru sprzedawcy, której miernikiem jest liczba aktywnych na rynku odbiorców oraz liczba dokonanych w danym okresie zmian sprzedawcy, jest wynikiem nakła-

dania się na siebie wielu okoliczności, począwszy od stopnia świadomości odbiorców końcowych, poprzez ich motywację do zmiany sprzedawcy, aż po łatwość dokonania zmiany, czy dostępność konkurencyjnych ofert na rynku. W Polsce od momentu uzyskania prawa przez wszystkich odbiorców do zmiany sprzedawcy tj. od 1 lipca 2007 r., stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 3,46%) skorzystało do tej pory z takiej możliwości. Mimo tej stosunkowo małej aktywności odbiorców, monitorowanie zmiany sprzedawcy pozwala dostrzegać jego pozytywne i negatywne strony oraz definiować bariery rozwoju rynku konkurencyjnego. Sytuacja w zakresie korzystania z TPA przez odbiorców przyłączonych do sieci poszczególnych OSD została przedstawiona w tab. 11 na str. 66 (porównanie lat 2015 i 2016).

W 2016 r. monitorowaniem objętych zostało 31 OSD, tj. pięciu dużych, wydzielonych w procesie unbundlingu oraz 2638) tzw. OSD przemysłowych, działających jako przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, czyli prowadzące równocześnie działalność sieciową i obrotową.

³⁸⁾ Dane do Sprawozdania wzięto z jednorazowego badania rocznego. Badaniem za 2016 r. objęte są jedynie przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej oraz spełniające kryterium – minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej. W 2015 r. było to 25 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. Zatem badanie za 2016 r. przeprowadzone zostało analogicznie dla ww. przedsiębiorstw. W wyniku otrzymanych danych w jednorazowym badaniu za 2016 r. liczba przedsiębiorstw spełniających kryteria zwiększyła się do 26 podmiotów.

³⁷⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 993, poz. 623 z późn. zm.

Tabela 11. Prawo wyboru sprzedawcy w latach 2015–2016

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA			Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]		Udział energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo [%]	
	2015 r.	2016 r.		2015 r.	2016 r.	2015 r.	2016 r.
		w tym jedn. samorządu ter.					
PGE Dystrybucja S.A.	137 377	163 902	1 119	12 573 834	13 736 713	37,67	40,00
ENERGA-OPERATOR S.A.	120 370	145 915	1 902	9 220 298	9 855 548	43,50	44,67
TAURON Dystrybucja S.A.	129 911	129 903	840	25 088 516	27 436 037	53,57	57,80
ENEA Operator Sp. z o.o.	157 349	105 756	436	7 214 938	8 028 791	40,23	42,84
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	39 352	49 401	64	3 643 300	3 744 232	50,44	50,79
Razem 5 dużych OSD	584 359	594 877	4 361	57 740 885	62 801 321	45,62	48,31
OSD Energetyki Przemysłowej	1 364	1 655		1 564 299	2 052 098	44,86	30,44
Suma OSD	585 723	596 532		59 305 185	64 853 418	45,60	47,43

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Tabela 12. Prawo wyboru sprzedawcy – sytuacja w różnych grupach odbiorców: komercyjnych i w gospodarstwach domowych (2016 r.)

OSD przyłączeni do sieci NN

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców* TPA				Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA [MWh]			
	2015 r.		2016 r.		2015 r.		2016 r.	
	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G	A, B, C	G
PGE Dystrybucja S.A.	33 590	103 787	36 936	126 966	12 316 090	257 743	13 429 936	306 776
ENERGA-OPERATOR S.A.	39 120	81 250	45 997	99 918	9 007 675	212 623	9 580 109	275 439
TAURON Dystrybucja S.A.	37 822	92 089	38 662	91 241	24 732 563	355 953	27 067 207	368 830
ENEA Operator Sp. z o.o.	88 780	68 569	31 337	74 419	7 042 059	172 879	7 828 502	200 289
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	9 306	30 046	9 829	39 572	3 414 641	228 659	3 571 582	172 650
Razem 5 dużych OSD	208 618	375 741	162 761	432 116	56 513 028	1 227 857	61 477 337	1 323 984
OSD Energetyki Przemysłowej	1 240	124	1 523	132	1 555 377	8 922	2 041 598	10 500
Suma OSD	209 858	375 865	164 284	432 248	58 068 406	1 236 779	63 518 935	1 334 483

* Odbiorca rozumiany jako osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów dystrybucji.

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

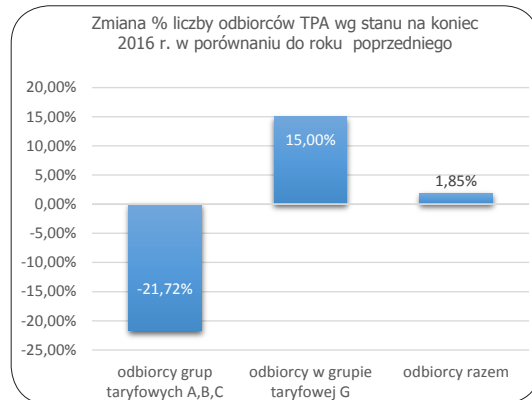
Tab. 12 zawiera dane przedstawiające, w jaki sposób kształtowała się sytuacja w zakresie wyboru sprzedawcy na terenie poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych z wyszczególnieniem odbiorców w gospodarstwach domowych.

Analiza z uwzględnieniem podziału na grupy odbiorców pozwala stwierdzić, że 2016 r. w grupach odbiorców komercyjnych A, B, C nastąpił znaczący spadek o ponad 20% liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w stosunku do stanu z końca 2015 r., co może świadczyć o osiągnięciu przez ten segment rynku pewnego poziomu nasycenia, pomimo tego 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 niewielki wzrost liczby odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, o 15% w odniesieniu do stanu z końca 2015 r. Czynnikiem wpływającym na zaobserwowany stan był spadek aktywności w pozyskiwaniu nowych klientów przez spółki obrotu energią elektryczną, przez chociażby alternatywnych sprzedawców (nowych spółek obrotu). Poza tym w dalszym ciągu rozwój rynku detalicznego ma również swoje negatywne aspekty. W 2016 r., jak i w latach poprzednich, do URE docierały sygnały – głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych – dotyczące stosowania przez niektórych sprzedawców agresywnej polityki marketingowo-sprzedawczej podczas prezentacji oferty i zawierania nowych umów sprzedaży. Zjawisko to potwierdziło konieczność kontynuowania działań edukacyjno-informacyjnych, mających na celu podniesienie wiedzy i świadomości drobnych odbior-

ców. Niezależnie od powyższego, wraz ze wzrostem liczby odbiorców decydujących się na zmianę sprzedawcy na rynku energii elektrycznej zaobserwowano 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. 3,46%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy, i tak w stosunku do 2015 r. nastąpił niewielki wzrost tego wskaźnika (w 2015 r. poziom ten wyniósł 3,43%).

Rysunek 23. Procentowa zmiana liczby odbiorców TPA na podziale na grupy taryfowe



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Z analizy danych przedstawionych przez poszczególnych operatorów wynika, że w 2016 r. korzysta-

nie z prawa TPA było zróżnicowane w zależności od regionu kraju (rys. 24). W 2016 r. największa liczba odbiorców w grupach A, B, C, którzy zmienili sprzedawcę, występowała na terenie działania ENERGA-OPERATOR S.A. i było to 45 997 odbiorców. Natomiast w segmencie odbiorców w gospodarstwach domowych największa liczba odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę występowała na terenie działania PGE Dystrybucja S.A. i wyniosła 126 966 odbiorców. Niewiele mniejsza liczba odbiorców w tym segmencie wystąpiła na terenie działania ENERGA-OPERATOR S.A. – 99 918 zmian.

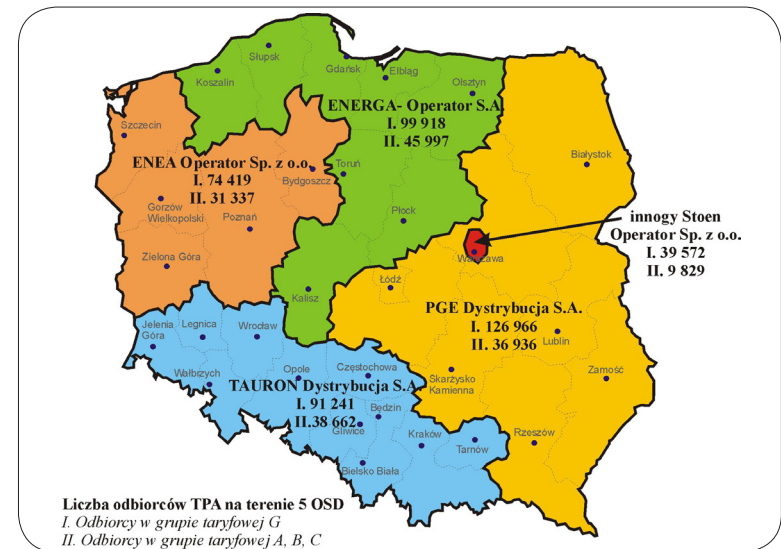
W 2016 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja S.A., w której energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 57,80% całości dostaw (27 436 GWh) w sieci tego OSD. Taka 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 (rys. 24).

Całkowita ilość energii elektrycznej sprzedanej w 2016 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po

skorzystaniu z zasady TPA (dostarczonej sieciami dystrybucyjnymi) wyniosła 64 853,4 GWh, tj. 47,43% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Warto wskazać, że w 2015 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA dostarczonej energię elektryczną w ilości 59 305,1 GWh, tj. 45,60% 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,

Rysunek 24. Korzystanie z prawa wyboru sprzedawcy na terenie działania poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych



Źródło: URE.

średnim oraz niskim na potrzeby inne niż socjalno-bytowe. Są to odbiorcy, wobec których ceny energii elektrycznej nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Odbiorcy z grupy taryfowej G są natomiast odbiorcami pobierającymi energię na napięciu niskim na potrzeby socjalno-bytowe.

W tabeli poniżej przedstawione zostały informacje w zakresie dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych w tym do odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę łącznie z liczbą zmian sprzedawcy.

6.5. Ocena realizacji Programów Zgodności

Sprawozdania z realizacji programów, w których określono przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów, tzw. Programów Zgodności zostały przesłane Prezesowi URE w ustawowym terminie. W sprawozdaniach tych zostały ujęte wymagane

przez Prezesa URE zagadnienia, jednakże – podobnie jak w poprzednich latach – sprawozdania różniły się od siebie stopniem szczegółowości opisanych działań.

Dostępność Programu Zgodności

Wszyscy operatorzy opublikowali na swoich stronach internetowych Programy Zgodności. Dodatkowo regulator zaleca udostępnić treść Programów w biurach obsługi klienta, tak by dostęp do niego mieli również użytkownicy systemu nie posiadający dostępu do Internetu. Dobrą praktyką powinno być przygotowanie wersji Programu Zgodności dostosowanych graficznie pod kątem osób starszych i niepełnosprawnych.

Skargi i wnioski oraz naruszenia Programów Zgodności

Jednym z większym problemom odnotowanych w 2016 r. przez jednego z OSD, skutkujących naruszeniem Programu Zgodności, było przysyłanie danych pomiarowych odbiorców do innych przedsiębiorstw obrotu, niż będące sprzedawcami energii elektrycznej dla tych odbiorców. Genezą tego problemu był proces wdrażania nowego systemu informatycznego. Skala ww. zjawiska, będącego w istocie przejawem nienależytego postępowania w zakresie danych sensytywnych spowodowała, że Prezes URE wszczął postępowanie administracyjne mające na celu nałożenie kary pieniężnej na OSD.

Tabela 13. Dostawa energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych w 2016 r.

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem w 2016 r. [szt.]	Energia dostarczona ogółem w 2016 r. [MWh]	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
OSD przyłączeni do sieci NN						
> 2 000	4 994	61 870 787	2 987	17	49 490 381	63 008
50 – 2 000	100 168	26 025 384	32 790	2 484	9 934 592	438 423
< 50	17 068 611	42 090 937	126 984	429 615	2 052 365	822 553
RAZEM	17 173 773	129 987 108	162 761	432 116	61 477 337	1 323 984
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2 000	367	5 788 672	133	3	1 802 206	2 612
50 – 2 000	3 657	645 529	678	20	227 089	7 591
< 50	58 076	308 269	712	109	12 303	297
RAZEM	62 100	6 742 470	1 523	132	2 041 598	10 500
OSD RAZEM						
> 2 000	5 361	67 659 459	3 120	20	51 292 587	65 620
50 – 2 000	103 825	26 670 913	33 468	2 504	10 161 681	446 014
< 50	17 126 687	42 399 206	127 696	429 724	2 064 667	822 850
SUMA OSD	17 235 873	136 729 579	164 284	432 248	63 518 935	1 334 483

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD 2016 – Jednorazowe badanie roczne.

Prezes URE powziął informację o ww. problemie na podstawie licznych skarg i wniosków przedsiębiorstw obrotu o podjęcie interwencji.

Rola Inspektora ds. zgodności

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

Jednym z istotnych problemów odnotowanych w 2016 r. był, w ocenie Prezesa URE, brak zapewnienia odpowiedniej niezależności i funkcji Inspektora ds. zgodności u jednego z OSD. W tym przypadku, Inspektor ten pierwotnie nie miał decydującego wpływu na wdrożenie systemu informatycznego, służącego m.in. do komunikacji z przedsiębiorstwami obrotu, ponieważ system ten wdrażany był w całej grupie kapitałowej, której OSD jest częścią. W ocenie Prezesa URE, obowiązkiem władz OSD, wynikającym z art. 9d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jest zapewnienie Inspektorowi niezależności, co do strategicznych decyzji, takich jak wdrożenie systemu informatycznego służącego komunikacji z innymi uczestnikami rynku. Jeżeli OSD, działając niezgodnie z przyto-

czonym przepisem podporządkowuje się decyzjom całej grupy kapitałowej i powierza jednej ze spółek w tej grupie wdrożenie systemu informatycznego o krytycznym znaczeniu dla przestrzegania Programu Zgodności, funkcja Inspektora ds. zgodności istotnie traci na znaczeniu. W ocenie Prezesa URE sytuacja, w której OSD nie posiada swobody w zakresie podejmowania decyzji oraz realizacji procesów o kluczowym znaczeniu dla zapewnienia przestrzegania zasad Programu Zgodności, jest niemożliwa do zaakceptowania.

Szkolenia

Prowadzone przez Inspektora szkolenia powinny obejmować przedstawienie celu i zakresu Programu, obowiązków operatora, obowiązków pracowników operatora, sankcji wynikających z naruszenia obowiązków przez pracowników, zasad wdrażania i monitorowania Programu. Z nadesłanych informacji wynika, że poza nielicznymi wyjątkami wszyscy pracownicy zostali przeszkoleni w zakresie Programu. Praktyką jest, że nowi pracownicy są przeszkaleni najpóźniej miesiąc od momentu zatrudnienia. Za dobrą praktykę w ocenie Prezesa URE należy uznać przeprowadzanie przez Inspektorów cyklicznych szkoleń odświeżających nabytą przez pracowników wiedzę. OSD wdrażają i rozwijają elektroniczne platformy szkoleniowe, które odgrywają coraz większą rolę w procesie szkolenia pracowników OSD. Z przesłanych informacji wynika, że również pracownicy jednostek powiązanych z OSD odbyli szkolenia z zakresu

Programu i zobowiązali się do przestrzegania jego postanowień.

Ochrona danych sensytywnych

Z przedstawionych sprawozdań wynika, że u wszystkich 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. Jednocześnie, w 2016 r. ujawniono problem przesyłania danych pomiarowych (sensytywnych) do przedsiębiorstw obrotu, nie będących sprzedawcami energii dla odbiorców, których dane dotyczą. Powyższą sytuację należy uznać za naruszenie Programu Zgodności.

W roku sprawozdawczym, podobnie jak w poprzednich latach, powszechnym zjawiskiem był outsourcing części usług do innych podmiotów, zarówno powiązanych z przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, jak i zewnętrznych. W ocenie Prezesa URE, powierzając innym podmiotom zadania, których realizacja wiąże się z dostępem do danych sensytywnych, konieczne jest zapewnienie przeszkolenia z zakresu Programu wszystkim pracownikom zaangażowanym w świadczenie objętych outsourcingiem czynności. Niewystarczające jest umowne zobowiązanie się kontrahenta OSD do przestrzegania postanowień Programu. Może to doprowadzić do zmniejszenia ochrony danych sensytywnych.

Pozostałe działania związane z zapewnieniem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu

W sprawozdaniach OSD dostrzeżono problem obecności struktur odpowiedzialnych za obsługę klientów przedsiębiorstw obrotu w budynkach stanowiących własność OSD. W sprawozdaniu PGE Dystrybucja S.A. wskazano, że Inspektor ds. Zgodności brał udział w spotkaniu z PGE Obrót S.A., mającym na celu ustalenie zasad identyfikacji wizualnej w budynkach, które stanowią własność OSD, są wykorzystywane również przez PGE Obrót S.A. – będącego najemcą. Wysoko należy ocenić zaangażowanie Inspektora ds. zgodności w proces ww. uzgodnień.

pozytywnym przykładem jest również działanie prewencyjne, podjęte w roku sprawozdawczym przez spółkę ENEA Operator Sp. z o.o. polegające na badaniu przestrzegania Programu metodą *mystery shopping* w spółce ENEA Centrum Sp. z o.o. Należy zwrócić uwagę, że delegowanie obowiązków w zakresie obsługi klienta na podmiot, który obsługuje również przedsiębiorstwo obrotu z tej samej grupy kapitałowej, może się wiązać z podwyższonym ryzykiem w zakresie realizacji Programu. Naruszenie Programu poprzez uprzywilejowane traktowanie przedsiębiorstwa obrotu z własnej grupy kapitałowej przez pracowników tzw. infolinii stanowiło podstawę do nałożenia kary pieniężnej na innego OSD.

W ocenie Prezesa URE, korzystnym zjawiskiem jest zaangażowanie osób pełniących funkcję In-

spektorów ds. zgodności w gremiach międzynarodowych (np. *Compliance Officers Forum, European Electricity Distributors*). Podobnie udział przedstawicieli URE w forum stanowił sposobność do zapoznania osób pełniących funkcję Inspektora ds. zgodności z polityką regulacyjną Prezesa URE.



7. Realizacja obowiązków wynikających z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT

Ustawa o rozwiązaniu KDT określa zasady udzielania pomocy publicznej³⁹). Program tej pomocy ma na celu rekompensowanie wytwórcom energii elektrycznej kosztów osieroconych, powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej, zawartych przed wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej, które nie mogły być realizowane na zliberalizowanym rynku energii

³⁹) System rekompensat określony tą ustawą został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 25 września 2007 r. w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, którą Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, która w art. 4 ust. 2 uznała system rekompensat za pomoc publiczną zgodną ze wspólnym rynkiem zgodnie z Komunikatem Komisji Europejskiej dotyczącym metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001) D/290869 z 6 sierpnia 2001 r.).

elektrycznej. Ustawa o rozwiązaniu KDT przewiduje również możliwość pokrywania kosztów gazu ziemnego⁴⁰), którego dostawy do jednostek opalanych gazem ziemnym objęte są umowami długoterminowymi i zawierają formułę *take or pay*.

Łącznie wytwórcy, których lista została zawarta w zał. nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT mają prawo do uzyskania pomocy w wysokości maksymalnie 12,6 mld zł (kwota zdyskontowana do wartości na 1 stycznia 2007 r.).

Ustawa o rozwiązaniu KDT nakłada na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z rozliczaniem pomocy publicznej. Realizację najistotniejszych z nich omówiono poniżej.

Ustalenie dla poszczególnych wytwórców wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych oraz kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2015 r.

W 2016 r. Prezes URE ustalił dla pięciu wytwórców uczestniczących w 2015 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2015 r. oraz wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałego w jednostkach opa-

⁴⁰) Koszty gazu ziemnego to koszty, które powstały w związku z obowiązkiem odbioru zakontraktowanej ilości gazu ziemnego przez wytwórców wytwarzających energię elektryczną i ciepło z wykorzystaniem tego paliwa.

lanych gazem ziemnym za 2015 r. W sumie w powyższych sprawach zostało wydanych siedem decyzji administracyjnych w ustawowym terminie do 31 lipca 2016 r.

Szczegółowe rozliczenie pomocy publicznej otrzymanej w 2015 r. przez wytwórców objętych programem pomocy publicznej przedstawia tab. 14.

Wytwórcy za 2015 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu ziemnego) łącznie w wysokości 550,05 mln zł. Zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 504,57 mln zł, a na poczet kosztów gazu ziemnego – 45,48 mln zł. W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy dodatkowo uzyskali łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 494,95 mln zł, z tego: z tytułu kosztów osieroconych – kwotę 439,84 mln zł oraz z tytułu kosztów gazu ziemnego – kwotę 55,11 mln zł.

W tej sytuacji ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom za 2015 r., z uwzględnieniem otrzymanych przez wytwórców zaliczek i ustalonych ww. korekt, stanowi kwotę 1 045 mln zł.

Stawki opłaty przejściowej w 2016 r.

W 2016 r., obowiązywały stawki opłaty przejściowej w wysokości skalkulowanej przez Prezesa URE w 2015 r., stosownie do art. 12 ust. 1

Tabela 14. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2015 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2015 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2015 r. określonych we wnioskach (art. 45)	RAZEM kwota zaliczek	Korekta roczna kosztów osieroconych	Korekta roczna kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy	Suma korekt rocznych	Saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom z uwzględnieniem rocznych korekt
PGE GiEK S.A.*	250 530,084		250 530,084	326 193,038		326 193,038	576 723,122
Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	117 234,980		117 234,980	57 309,704		57 309,704	174 544,684
Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.**	26 057,000	45 482,000	71 539,000	18 874,547	11 799,521	30 674,068	102 213,068
CEZ Chorzów S.A.***	69 744,000		69 744,000	37 158,925		37 158,925	106 902,925
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	41 000,000	0,000	41 000,000	305,018	43 311,090	43 616,108	84 616,108
RAZEM	504 566,064	45 482,000	550 048,064	439 841,232	55 110,611	494 951,843	1 044 999,907

* Następca prawny PGE Elektrownia Opole S.A. i PGE Elektrownia Turów S.A.

** d. Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.

*** d. Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o.

Źródło: URE.

ustawy o rozwiązaniu KDT. Jednocześnie należy wskazać, że ustawą z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw⁴¹⁾ uchylono art. 12 ustawy o rozwiązaniu KDT oraz dodano do tej ustawy art. 11a, który wprowadził nowe wysokości stawek opłaty przejściowej mające obowiązywać od 2017 r. (art. 3 ustawy z 22 czerwca 2016 r.).

Stawki ustalone w art. 11a ustawy o rozwiązaniu KDT, w porównaniu do stawek skalkulowa-

nych przez Prezesa URE obowiązujących w 2016 r., wzrosły dla gospodarstw domowych w przedziale od 87,50% do 106,35% oraz dla pozostałych odbiorców – od 1,85% do 94,12%. Tylko w jednym przypadku stawki pozostały na niezmiennym poziomie.

Tab. 15 (str. 72) przedstawia porównanie wysokości stawek opłaty przejściowej dla poszczególnych grup odbiorców wprowadzonych ustawą z 22 czerwca 2016 r. i obowiązujących od 2017 r. oraz wysokości stawek skalkulowanych przez Prezesa URE obowiązujących w 2016 r.

⁴¹⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 925.

Tabela 15. Stawki netto (bez podatku VAT) opłaty przejściowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 11a ustawy o rozwiązaniu KDT, obowiązujące od 1 stycznia 2017 r.

	Odbiorcy końcowi pobierający energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywający rocznie:			Odbiorcy końcowi niewymienieni w art. 10 ust. 1 pkt 1 ustawy, których instalacje są przyłączone do sieci:			Odbiorcy specjali, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 3 ustawy
	do 500 kWh	od 500 kWh do 1 200 kWh	ponad 1 200 kWh	niskiego napięcia	średniego napięcia	wysokich i najwyższych napięć	
	[zł/m-c]			[zł/kW/mc]			
Stawki netto obowiązujące w 2016 r.	0,24	1,00	3,15	0,85	2,10	3,93	1,08
Stawki netto obowiązujące w 2017 r.*	0,45	1,90	6,50	1,65	3,80	3,93	1,10
Zmiana wysokości stawek netto w 2017 r. w stosunku do 2016 r.**	87,50%	90,00%	106,35%	94,12%	80,95%	0,00%	1,85%

* Stawki netto ustalone w art. 11a ustawy o rozwiązaniu KDT w związku z wprowadzoną 1 lipca 2016 r., na mocy art. 3 pkt 4 ustawy z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz innych ustaw⁴¹, zmianą w ustawie o rozwiązaniu KDT.

** Procenty obliczone dla stawek z zaokrągleniem do dwóch miejsc po przecinku.

Źródło: URE.

8. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

8.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2016 r. ukształtowała się na poziomie nieznacznie wyższym, niż w roku poprzedzającym i wyniosła 162 626 GWh (wzrost o 0,5% w porównaniu z 2015 r.). Z kolei krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 164 625 GWh i było wyższe o prawie 2,0% od zużycia w 2015 r. Ponieważ pro-

dukcja energii elektrycznej w 2016 r. nie pokryła zużycia krajowego, należy zwrócić uwagę na rosnący udział importu energii elektrycznej w tym okresie.

Dominujący wolumen MWh energii elektrycznej został wytworzony w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Jednak na uwagę zasługuje znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w 2016 r. pochodzącej ze źródeł zasilanych paliwem gazowym.

Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w kolejnej tabeli (tab. 16 str. 73).

Odnosząc się do mocy zainstalowanej oraz mocy osiągalnej elektrowni krajowych, należy zwrócić uwagę, że tendencja rosnąca dla obu wielkości, w porównaniu z 2015 r. była kontynuowana. Na dodatkową uwagę zasługuje wzrost:

- w elektrowniach ciepłych – mocy zainstalowanej o ponad 1,55% oraz mocy osiągalnej o ponad 1,83%,
- w źródłach odnawialnych – mocy zainstalowanej o ponad 11,55% oraz mocy osiągalnej o ponad 15,01%,

choć dynamika tego wzrostu w 2016 r. nie była już tak zauważalna, jak rok wcześniej (wzrost tych wielkości w relacji (r/r) tj. 2015/2014 – wówczas znaczącym impulsem stymulującym wzrost mocy w źródłach odnawialnych był wymóg ukończenia przez przedsiębiorstwa inwestycji w OZE do końca 2015 r., aby uzyskać możliwość skorzystania z systemu wsparcia w obecnym systemie Zielonych Certyfikatów).

W 2016 r. na szczególną uwagę zasługuje imponujący wzrost mocy w źródłach gazowych w odniesieniu do 2015 r.: zainstalowanej o ponad 61,16% oraz osiągalnej o ponad 64,03%.

Wybrane dane dotyczące struktury mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych przedstawiono w tab. 17 (str. 73).

W 2016 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 22 482,6 MW, co stanowiło wzrost o ok. 1,2% w stosunku do 2015 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 25 546,3 MW, co stanowi wzrost o ok. 1,8% w stosunku do 2015 r.

Tabela 16. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w 2016 r.

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2015 r.	2016 r.	dynamika*	2015 r.	2016 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	161 772	162 626	100,53	100,00	100,00
1) elektrownie zawodowe, w tym:	141 901	140 727	99,17	87,72	86,53
a) elektrownie ciepłe, w tym:	139 640	138 328	99,06	86,32	85,06
– na węglu kamiennym	81 883	81 348	99,35	50,62	50,02
– na węglu brunatnym	53 564	51 204	95,59	33,11	31,49
– gazowe	4 193	5 776	137,75	2,59	3,55
b) elektrownie wodne	2 261	2 399	106,10	1,40	1,47
2) elektrownie przemysłowe	9 757	10 130	103,82	6,03	6,23
3) elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	10 114	11 769	116,36	6,25	7,24
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	161 438	164 625	101,97	-	-

* 2016 r./2015 r., gdzie 2015 r. = 100

Źródło: PSE S.A.

Tabela 17. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych – stan na 31 grudnia 2016 r. odniesiony do stanu na 31 grudnia 2015 r.

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2015 r.	2016 r.	dynamika*	2015 r.	2016 r.	dynamika*
Moc elektrowni krajowych ogółem, w tym:	40 445	41 396	102,35	39 777	41 277	103,77
elektrowni zawodowych, w tym:	31 927	32 393	101,46	32 069	32 629	101,75
elektrowni zawodowych ciepłych, w tym:	29 637	30 097	101,55	29 739	30 282	101,83
– na węglu kamiennym	19 348	19 155	99,00	19 443	19 302	99,27
– na węglu brunatnym	9 290	9 332	100,45	9 322	9 384	100,67
– gazowych	999	1 610	161,16	973	1 596	164,03
elektrowniach zawodowych wodnych	2 290	2 296	100,26	2 330	2 347	100,73
elektrowniach przemysłowych	2 831	2 659	93,92	2 451	2 601	106,12
źródeł odnawialnych	5 687	6 344	111,55	5 258	6 047	115,01
JWCD	24 782	25 097	101,27	25 141	25 489	101,38
nJWCD	15 664	16 299	104,05	14 636	15 789	107,88

* 2016 r./2015 r., gdzie 2015 r. = 100

Źródło: PSE S.A.

Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rys. 25 (str. 74).

Największy spadek krajowego zapotrzebowania na moc nastąpił w lutym 2016 r. w szczycie wieczornym i wyniósł -1,1% w odniesieniu do reprezentatywnego miesiąca w 2015 r. Z kolei największy wzrost zapotrzebowania na moc wystąpił w grudniu w okresie szczytu rannego i wyniósł 5% w odniesieniu do reprezentatywnego miesiąca w 2015 r.

Na rys. 26 (str. 74) przedstawiono relację mocy dyspozycyjnej elektrowni krajowych w odniesieniu do maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych miesiącach 2016 r.

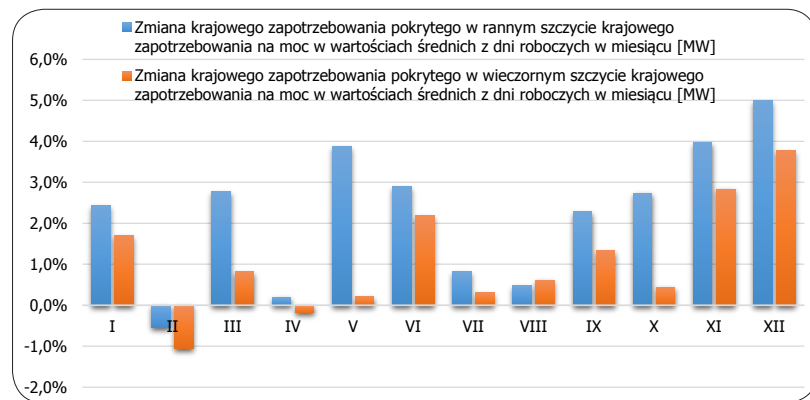
Wybrane wskaźniki dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2015–2016 zostały przedstawione w tab. 18 (str. 74).

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z poziomu 38 891 MW w 2015 r. do wartości 40 491 MW w 2016 r., dodatkowo odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej również wzrosła z 26 763 MW w 2015 r. do 28 105 MW w 2016 r., co nie wpłynęło jednak znacząco na zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej, utrzymującej się na poziomie ok. 69%.

W 2016 r. najmniejsza moc osiągalna elektrowni krajowych została odnotowana w styczniu i wynosiła 39 662 MW, z kolei największa jej wartość została odnotowana w grudniu i wynosiła 41 276 MW (rys. 27 str. 74).

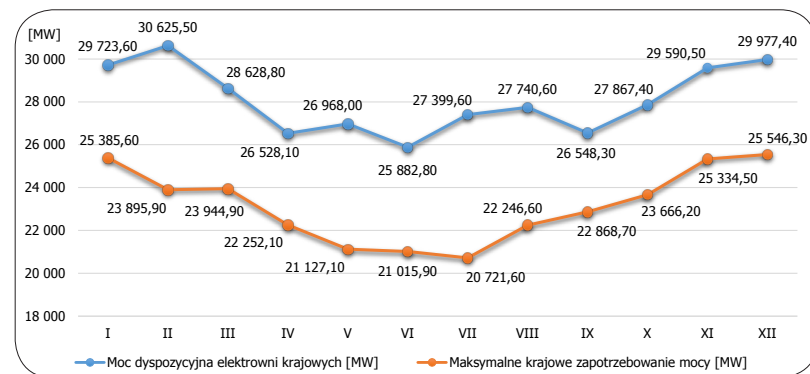
Na rys. 28 i 29 (str. 75) przedstawiono procentowy udział przedziałów czasowych w danym

Rysunek 25. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc w szczycie porannym i wieczornym w wartościach średnich z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2016 r. w odniesieniu do 2015 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 26. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu dla 2016 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 18. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2015 r.	2016 r.	dynamika*
Moc osiągalna elektrowni krajowych**	38 891,30	40 491,10	104,11
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych**	26 763,20	28 104,80	105,01
Zapotrzebowanie na moc**	22 218,60	22 482,60	101,19
	25 101,10	25 546,30	
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	7.01.2015 r.	15.12.2016 r.	101,77
	godz. 17:00	godz. 17:00	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc***	3 441,10	3 637,70	105,71
	12 650,30	11 276,80	
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	27.07.2015 r.	15.08.2016 r.	89,14
	godz. 4:45	godz. 6:00	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 049,30	12 921,10	116,94

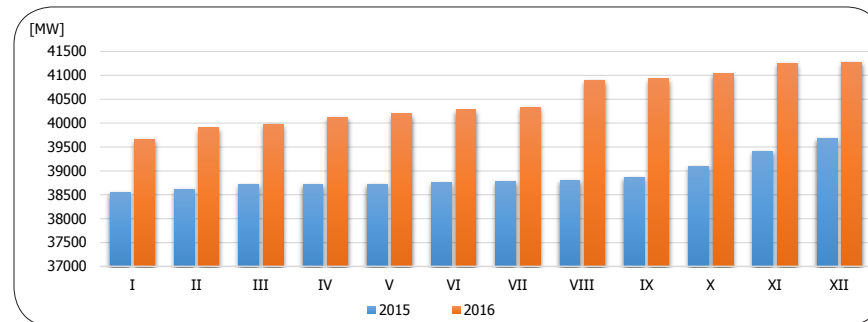
* 2016 r. /2015 r., gdzie 2015 r. = 100

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

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

Źródło: PSE S.A.

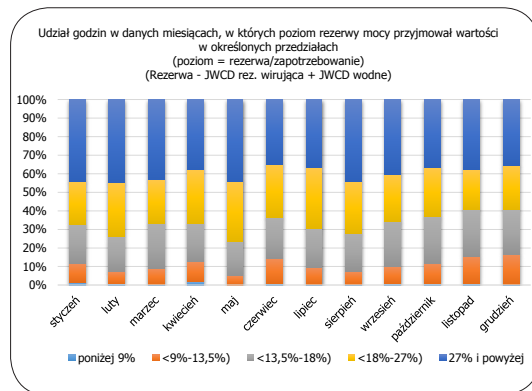
Rysunek 27. Moc osiągalna elektrowni krajowych w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2015 r. i 2016 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

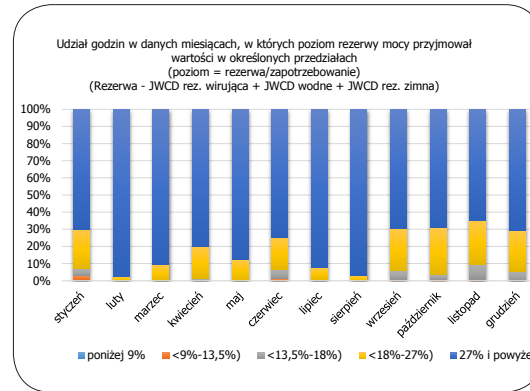
miesiącu, dla których stosunek rezerwy mocy odniesionej do wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną osiągnął poziomy w określonych zakresach wielkości, m.in. w odniesieniu do wielkości referencyjnej ustalonej w IRiESP na poziomie 9%. Na rys. 28 ilorazy te zostały przedstawione z wyliczeniem poziomu rezerwy jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy JWCD wodnych, natomiast na rys. 29 jako suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej w JWCD ciepłych.

Rysunek 28. Procentowy udział godzin w miesiącach, w których rezerwa mocy (suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych oraz rezerwy wodnych JWCD) odniesiona do zapotrzebowania osiągała poziom: poniżej 9%, od 9% włącznie do 13,5%, od 13,5% włącznie do 18%, od 18% włącznie do 27% oraz 27% i powyżej



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 29. Procentowy udział godzin w miesiącach, w których rezerwa mocy (suma rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy wodnych JWCD oraz rezerwy zimnej w JWCD ciepłych) odniesiona do zapotrzebowania osiągała poziom: poniżej 9%, od 9% włącznie do 13,5%, od 13,5% włącznie do 18%, od 18% włącznie do 27% oraz 27% i powyżej



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 19. Minimalna i maksymalna rezerwa mocy (uwzględniająca rezerwę zimną) w 2016 r. w szczytach porannych i wieczornych (na podstawie raportów dobowych PSE S.A. ze wszystkich dni roku)

	Szczyt poranny		Szczyt wieczorny	
	rezerwa mocy w JWCD [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]	rezerwa mocy w JWCD [MW]	rezerwa/zapotrzebowanie [%]
min	2 053	9,11	1 456	6,37
max	17 801	134,11	16 138	108,13

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 25 grudnia 2016 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

Okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były stosunkowo krótkie, a w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy także rezerwy zimnej w JWCD – incydentalne. Również częstość występowania tych okresów w porównaniu z 2015 r. była zauważalnie niższa.

Należy także zauważyć, że dla wybranych dni stycznia 2016 r. występowały przedziały czasowe, w których wystąpił trwający znacznie powyżej jednej godziny spadek rezerwy mocy poniżej poziomu referencyjnego 9%. Przykładowo, 3 stycznia 2016 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 16:45 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczyście wieczornym, wystąpił najniższy w 2016 r. poziom rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) na poziomie ok. 3,9%.

Na rys. 30 (str. 76) porównane zostały średnie miesięczne wartości (odpowiadające szczytom wieczornym z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy w 2015 r. oraz w 2016 r. Z przedstawionych danych wynika, że w 2016 r. średni poziom rezerwy w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia wzrósł w porównaniu z 2015 r., przy czym największe różnice wskazujące na znaczący wzrost tego współczynnika w odniesieniu do danych referencyjnych z 2015 r. wystąpiły w miesiącach: luty,

maj, lipiec oraz sierpień 2016 r. Największy wzrost średniego poziomu rezerw w systemie w odniesieniu do zanotowanego obciążenia, w porównaniu do okresu referencyjnego sprzed roku, miał miejsce w sierpniu 2016 r. Bazując na uśrednionych wartościach miesięcznych ze szczytów wieczornych z dni roboczych przedstawionych na rys. 31 można zauważyć, że w 2016 r. średnia wartość ubytków mocy w każdym z tych miesięcy była wyższa w porównaniu z okresem referencyjnym sprzed roku (2015) dla każdego z tych okresów.

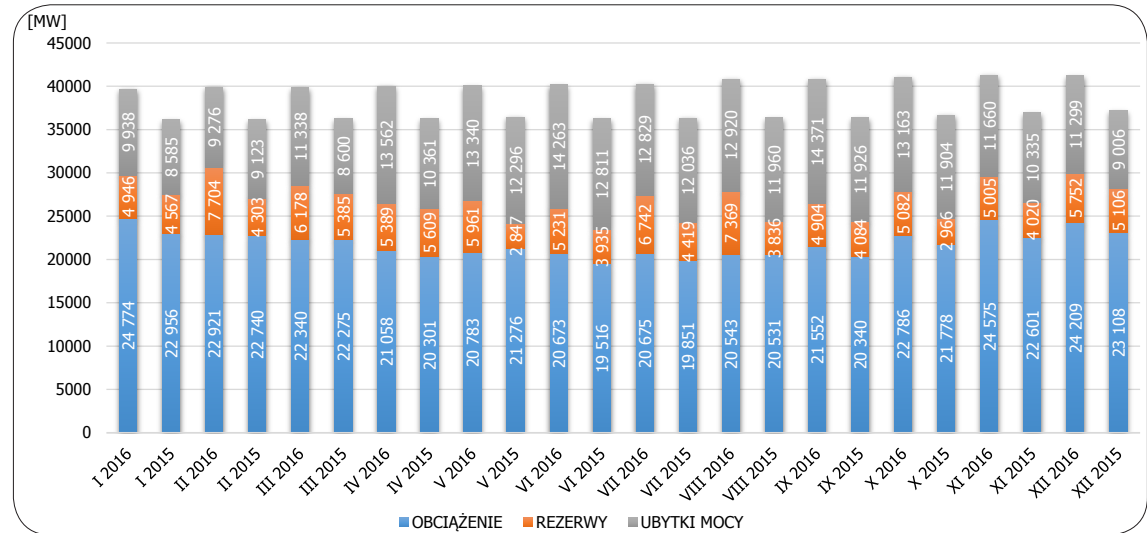
W ujęciu średniorocznym w 2016 r. w porównaniu z 2015 r. wystąpiły zauważalne spadki rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

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

W 2016 r. największe ubytki mocy (nieplanowane) w odniesieniu do mocy osiągalnej z dni roboczych wystąpiły w okresie letnim (czerwiec-wrzesień 2016 r.) osiągając jednocześnie ekstremum dla szczytu porannego we wrześniu przy wartości ok. 29% (rys. 31).

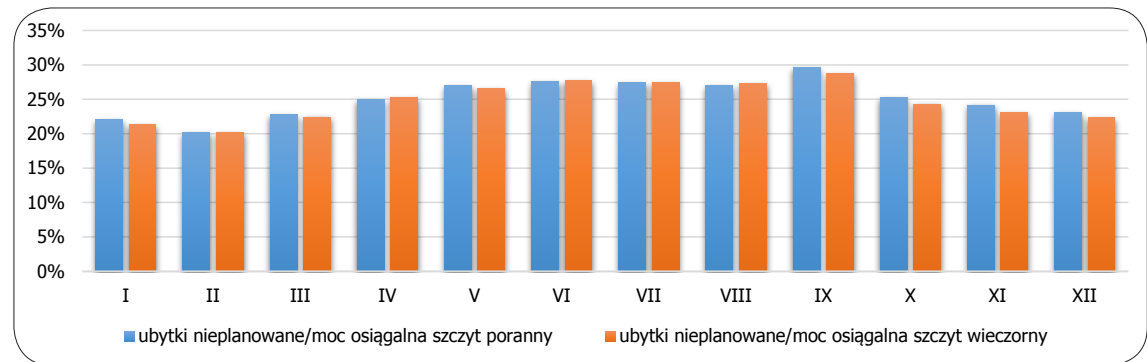
Największe ubytki mocy (nieplanowane) w odniesieniu do krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych wystąpiły w okresie letnim (czerwiec

Rysunek 30. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2016 r. i w 2015 r. (na podstawie średnich miesięcznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 31. Ubytki mocy (nieplanowane) odniesione do mocy osiągalnej w porannym i wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2016 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

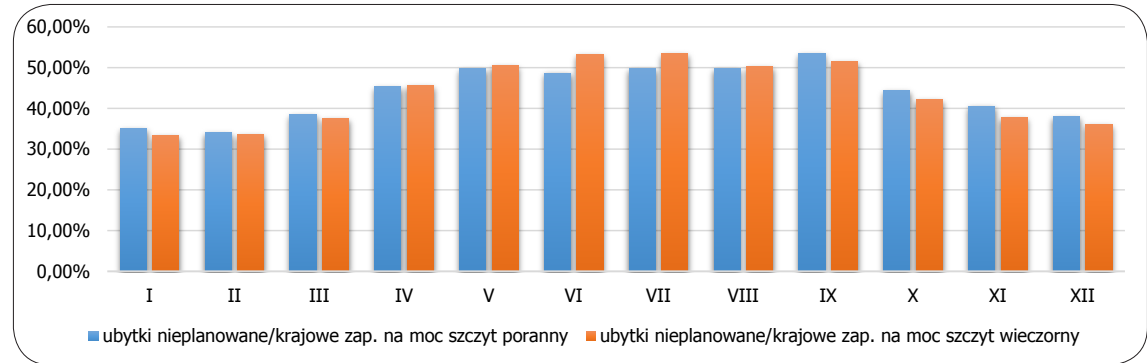
-wrzesień 2016 r.) osiągając jednocześnie ekstremum dla szczytu porannego we wrześniu 2016 r. przy wartości ok. 53% (rys. 32).

Na rys. 33 przedstawiono dane z zakresu mocy dyspozycyjnej oraz rezerw mocy w elektrowniach krajowych w latach 2015–2016, z których wynika, że średnie roczne obciążenie JWCD w 2016 r. zmniejszyło się w porównaniu z 2015 r., z kolei średnie obciążenie nJWCD zwiększyło się zauważalnie w porównaniu z rokiem poprzednim (wartość tę nieznacznie obniżają dane za okres: marzec-maj 2016 r.). 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 8,5% w 2015 r. do 10,5% w 2016 r., natomiast rezerwy zimnej wzrósł znacząco: z wartości 21,2% do 29,6%.

8.2. Uzgodnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych

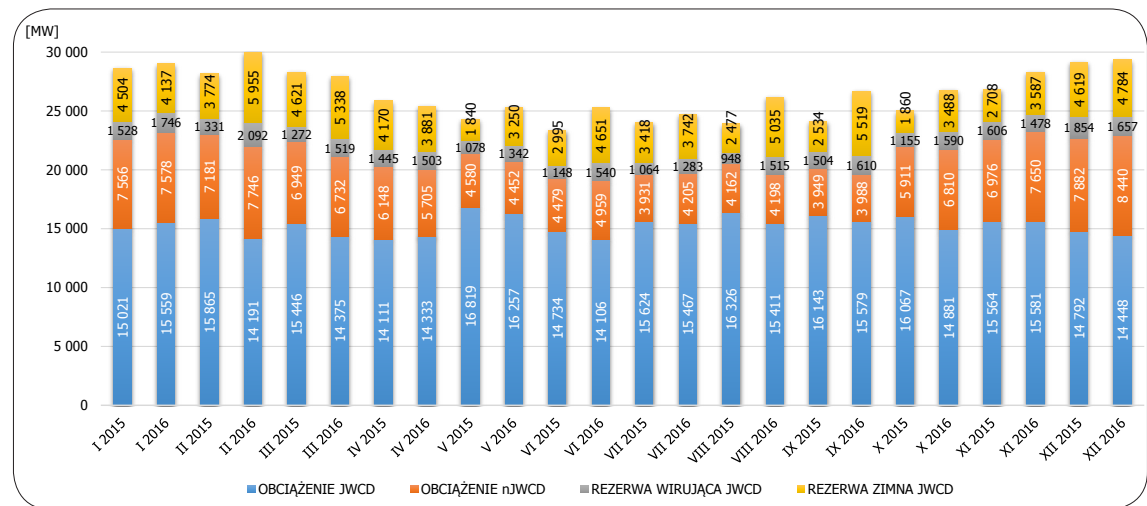
Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem przedsiębiorstw wykonujących działalność gospo-

Rysunek 32. Ubytki mocy odniesione do krajowego zapotrzebowania na moc w porannym i wieczornym szczycie tego zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2016 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 33. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2016 r. w odniesieniu do 2015 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

darczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii. Prezes URE uzgadniając plany rozwoju weryfikuje przede wszystkim ich zgodność z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw. Uzgadnia także nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z nim plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

Uzgodniony poziom nakładów inwestycyjnych pięciu największych OSD i OSP na lata 2016–2017 przedstawia tab. 20. W tabeli przedstawiono również poziom zrealizowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2014–2015.

Tabela 20. Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2014 [mln zł]	Wykonanie 2015 [mln zł]	Plan 2016 [mln zł]	Plan 2017 [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	6 482	7 574	6 361	7 022

Źródło: URE.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

We wrześniu 2015 r., zgodnie z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne⁴²⁾, przedsiębiorstwo energetyczne PSE S.A. przekazało w celu uzgodnienia z Prezesem URE projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025. Proces uzgodnienia projektu planu rozwoju został zakończony w styczniu 2016 r. Wyciąg z planu rozwoju dostępny jest na stronie internetowej OSP: <http://www.pse.pl/index.php?modul=10&gid=534>

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2016 r. pięciu największych OSD dokonało oceny realizacji planów rozwoju uzgodnionych na lata 2014–2019 i opracowało nową edycję planów

⁴²⁾ W 2013 r. nastąpiła nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 17 ustawy nowelizującej, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego został zobowiązany do opracowania planu rozwoju w brzmieniu nadanym ustawą po raz pierwszy w terminie 2 lat od dnia wejścia w życie tej ustawy. Powyższa regulacja oznacza, że pierwszy plan rozwoju odpowiadający wymaganiom art. 16, w znowelizowanym brzmieniu, powinien zostać opracowany w ciągu 2 lat licząc od 11 września 2013 r., tj. do 10 września 2015 r. Nowelizacja Prawa energetycznego wprowadziła również zmiany w wymaganej treści dokumentu. Najistotniejsze z nich to: obowiązek przeprowadzenia konsultacji planów rozwoju z zainteresowanymi stronami i obowiązek sporządzenia raportu z konsultacji, określenie 10-letniego horyzontu planu, konieczność uwzględnienia w krajowych planach rozwoju 10-letniego planu rozwoju o zasięgu wspólnotowym.

rozwoju na lata 2017–2022, gdzie lata 2017–2019 stanowiły aktualizację poprzednio uzgodnionych planów. Do końca 2016 r. proces uzgodnieniowy nie został zakończony i jest on kontynuowany.

Energetyka przemysłowa

W 2016 r. zostało przekazanych do Prezesa URE 21 projektów planów rozwoju oraz 6 projektów aktualizacji planu rozwoju przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do ich uzgadniania. Prezes URE do 31 grudnia 2016 r. uzgodnił 6 projektów planów rozwoju, w tym 3 projekty przekazane do uzgodnienia w 2015 r. oraz 4 projekty aktualizacji planu rozwoju, które zostały przekazane Prezesowi URE w 2015 r.

W przypadku jednego przedsiębiorstwa uznano, że prowadzone od 2015 r. postępowanie o uzgodnienie planu rozwoju stało się bezprzedmiotowe. W związku z tym, przedsiębiorstwo przedłożyło kolejny wniosek o uzgodnienie nowego planu rozwoju.

8.3. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego

Zgodnie z art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku zagrożenia:

- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej⁴³⁾,
- bezpieczeństwa osób,
- wystąpieniem znacznych strat materialnych, na terytorium Polski lub jego części mogą zostać wprowadzone na czas oznaczony ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, polegające na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy elektrycznej oraz dobowego poboru energii elektrycznej (art. 11 ust. 3 pkt 1 ustawy). W przypadku wystąpienia zagrożeń, o których mowa w art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z art. 11 ust. 7 tej ustawy, Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić ww. ograniczenia.

⁴³⁾ Art. 11c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne stanowi, że zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może powstać w szczególności w następnym:

- działań wynikających z wprowadzenia stanu nadzwyczajnego,
- katastrofy naturalnej albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej w rozumieniu art. 3 ustawy z 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. Nr 62, poz. 558 z późn. zm.),
- wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym,
- strajku lub niepokoju społecznych,
- obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, o których mowa w art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne, lub braku możliwości ich wykorzystania.

Kwestie szczegółowe dotyczące zasad i trybu wprowadzania ograniczeń czyli sposób wprowadzania ograniczeń, rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami, zakres i okres ochrony odbiorców, zakres planów wprowadzania ograniczeń oraz sposób podawania informacji o ograniczeniach do publicznej wiadomości określa rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła⁴⁴⁾, wydanym na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Jak stanowi ww. rozporządzenie ograniczenia mogą być wprowadzone 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 – przy dołożeniu należytej staranności.

Ograniczenia te, w przypadku ich wprowadzenia, powinny być realizowane zgodnie z zakresem planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w rozporządzeniu. Plany ograniczeń dla energii elektrycznej określają wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania.

⁴⁴⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

Stosownie do § 8 ust. 1 ww. rozporządzenia operatorzy systemu przesyłowego elektroenergetycznego, systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego opracowują plany wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Opracowany przez OSP plan ograniczeń, zgodnie z § 8 ust. 2 powołanego powyżej rozporządzenia podlega corocznej aktualizacji w terminie do 31 sierpnia, przy czym jak stanowi § 8 ust. 3 pkt 1, opracowany przez OSP plan ograniczeń i jego aktualizacje podlegają uzgodnieniu z Prezsem URE. Natomiast plany ograniczeń i ich aktualizacje opracowywane przez OSD podlegają uzgodnieniu z OSP (§ 8 ust. 3 pkt 2 ww. rozporządzenia).

Jak stanowi rozporządzenie, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorców energii elektrycznej, dla których wielkość mocy umownej określonej w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii lub umowie zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii, ustalona została powyżej 300 kW. Natomiast ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami podlegają odbiorcy energii elektrycznej w ciągu całego roku, dla których wielkość mocy umownej określonej w umowach, o których mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, ustalona została poniżej 300 kW, oraz: szpitale i inne obiekty ratownictwa medycznego, obiekty wykorzystywane do obsługi środków masowego przekazu o zasięgu krajowym, porty lotnicze, obiekty międzynarodowej komunikacji

kolejowej, obiekty wojskowe, energetyczne oraz inne o strategicznym znaczeniu dla funkcjonowania gospodarki lub państwa, określone w przepisach odrębnych, obiekty dysponujące środkami technicznymi służącymi zapobieganiu lub ograniczaniu emisji, negatywnie oddziałujących na środowisko.

Stosownie do art. 9c ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, pomiotem odpowiedzialnym za realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. PSE S.A.

Wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od 1 września 2016 r. do 31 sierpnia 2017 r., opracowanego przez OSP zawarty został w piśmie z 25 maja 2016 r. W toku postępowania administracyjnego mającego na celu uzgodnienie planu ograniczeń OSP został wezwany do uzupełnienia przedłożonej dokumentacji poprzez złożenie wyjaśnień dotyczących procesu uzgadniania maksymalnego poboru mocy elektrycznej w danym stopniu zasilania oraz prognozowanych efektów wprowadzania stopni zasilania z poszczególnymi operatorami systemów dystrybucyjnych i odbiorcami, których moc umowna ustalona została powyżej 300 kW, przyłączonymi do jego sieci.

Przeprowadzona analiza przedstawionej przez OSP aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń, uzyskanych od OSP dodatkowych materiałów źród-

łowych oraz dalszych wyjaśnień w sprawie, pozwoliły Prezesowi URE wydać 28 lipca 2016 r. decyzję, w której stwierdził, że przedstawiona aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2016 r. do 31 sierpnia 2017 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia i uznał tę aktualizację za uzgodnioną.

Dodatkowo wskazać należy na następujące uprawnienia OSP związane z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej:

- wprowadzenie ograniczeń w poborze energii elektrycznej do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7 tej ustawy, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin (art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne),
- po wyczerpaniu wszystkich możliwych działań zmierzających do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, wydanie odbiorcom końcowym, przyłączonym bezpośrednio do sieci przesyłowej, polecenia zmniejszenia ilości pobieranej energii elektrycznej lub odłączenia od sieci urządzeń i instalacji należących do tych odbiorców, zgodnie z planem wprowadzania ograniczeń (art. 11d ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne).

OSP w związku z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest obowiązany niezwłocznie powiadomić ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw

energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom, co obejmuje również działania omówione powyżej. Jednocześnie OSP powinien zgłosić konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

W sierpniu 2015 r. doszło do podjęcia przez OSP działań w oparciu o wskazane wyżej regulacje prawne.

W przedstawionym Prezesowi URE przez PSE S.A. *Raporcie zawierającym ustalenia dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w okresie 10.08.2015 r. – 31.08.2015 r.* operator systemu przesyłowego wskazał propozycje zmian odnoszące się do zapisów i sposobu aktualizacji planów wprowadzania ograniczeń, których skuteczność należy przeanalizować. W 2016 r. w Ministerstwie Energii prowadzono prace nad nowym rozporządzeniem w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, które ma uwzględnić uwagi PSE S.A., Prezesa URE oraz innych interesariuszy dotyczące wyeliminowania niespójności i braku precyzji obecnego brzmienia tego aktu wykonawczego.

8.4. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw

Badania i kontrole w 2016 r.

Zgodnie z art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców, z zastrzeżeniem dotyczącym sytuacji, w której przepisy ustawy – Prawo energetyczne dopuszczają obniżenie ilości zapasów. Minimalne wielkości zapasów paliw – w odniesieniu do węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego – które są obowiązane utrzymywać ww. przedsiębiorstwa oraz sposób gromadzenia tych zapasów, określone zostały w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych⁴⁵⁾.

W celu oceny realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w 2016 r. podejmował stosowne działania polegające na przeprowadzeniu badań – monitoringu stanu zapasów oraz kontroli.

Monitoringi polegały na zebraniu informacji o stanie utrzymywanych zapasów paliw od grupy jednostek objętych danym badaniem. Informacje

pozyskiwano na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Każde z takich badań obejmowało grupę tzw. elektrowni/elektrociepłowni systemowych oraz w niektórych badaniach dodatkowo grupę przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną lub ciepło na skalę lokalną. W trakcie przedmiotowych badań, dokonywanych czterokrotnie w ciągu 2016 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w odpowiedniej ilości odnośnie 524 źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła. W ww. liczbie źródeł znajdują się źródła wytwarzania energii elektrycznej, w których przeprowadzono badanie w ciągu 2016 r. kilkakrotnie w związku z podejmowaniem przez Prezesa URE działań monitorujących wobec wytwórców systemowych posiadających jednostki wytwórcze o szczególnym znaczeniu dla KSE.

W 2016 r. po ujawnieniu nieprawidłowości w trakcie badania stanu zapasów paliw, przeprowadzono trzy kontrole. Art. 80a ust. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej stanowi, że kontrola lub poszczególne czynności kontrolne, za zgodą kontrolowanego, mogą być przeprowadzane również w siedzibie organu kontroli, jeżeli może to usprawnić prowadzenie kontroli. Jednocześnie art. 10 ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, upoważnia Prezesa URE do analizy dokumentów dotyczących ewidencjonowania zapasów.

Przeprowadzone kontrole wykazały wystąpienie nieprawidłowości i w związku z tym zostały wszczęte postępowania o nałożenie kary pieniężnej. We wszystkich przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary ponieważ stwierdzono łączne występowanie przesłanek, o których mowa w art. 56 ust. 6a

ustawy – Prawo energetyczne, tj. znikomy stopień szkodliwości czynu oraz zaprzestanie naruszania prawa.

Ponadto, w 2016 r. została przeprowadzona przez Prezesa URE jedna kontrola stanu zapasów paliw w siedzibie przedsiębiorstwa energetycznego w miejscu gromadzenia i utrzymywania zapasów paliw, która nie wykazała nieprawidłowości.

Prowadzenie spraw związanych z obniżaniem i uzupełnianiem ilości zapasów paliw

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, które są zobligowane do utrzymywania zapasów paliw, mają możliwość obniżenia tych zapasów poniżej wielkości określonych w rozporządzeniu – a więc w odniesieniu do węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego – w sytuacji wystąpienia przesłanek, o których mowa w art. 10 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. Działanie takie może zostać podjęte, jeżeli jest to niezbędne do zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła, w przypadku:

- wytworzenia, na polecenie właściwego operatora systemu elektroenergetycznego, energii elektrycznej w ilości wyższej od średniej ilości energii elektrycznej wytworzonej w analogicznym okresie w ostatnich trzech latach, lub
- nieprzewidzianego istotnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej lub ciepła, lub
- wystąpienia, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nieprzewidzia-

⁴⁵⁾ Dz. U. z 2003 r. Nr 39, poz. 338 oraz z 2010 r. Nr 108, poz. 701, zwane dalej „rozporządzeniem”.

nych, istotnych ograniczeń w dostawach paliw zużywanych do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła.

Stosownie do art. 10 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne, które skorzystało z ww. możliwości obniżenia zapasów paliw, jest obowiązane do uzupełnienia zapasów paliw do wielkości określonych w rozporządzeniu, w terminie nie dłuższym niż dwa miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto ich obniżanie. Natomiast w przypadku, gdy uzupełnienie zapasów paliw, z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego, nie jest możliwe w ww. terminie, Prezes URE, na pisemny wniosek przedsiębiorstwa energetycznego (złożony w terminie określonym w art. 10 ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne) może, w drodze decyzji, wskazać dłuższy termin ich uzupełnienia, biorąc pod uwagę zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Wskazany w decyzji przez Prezesa URE termin nie może być dłuższy niż cztery miesiące od ostatniego dnia miesiąca, w którym rozpoczęto obniżanie zapasów paliw (por. art. 10 ust. 1c ustawy – Prawo energetyczne).

Przedsiębiorstwo energetyczne jest jednocześnie obowiązane informować Prezesa URE o obniżeniu ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w ww. rozporządzeniu oraz o sposobie i terminie ich uzupełnienia wraz z uzasadnieniem. Jak wskazuje art. 10 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne, informację w ww. zakresie przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane

jest przekazać w formie pisemnej najpóźniej w trzecim dniu od dnia, w którym rozpoczęto obniżanie ilości zapasów paliw poniżej wielkości określonych w rozporządzeniu. Uwzględnić przy tym należy, że pojęcie „przekazania informacji” tożsame jest z podaniem jej do wiadomości. W konsekwencji informacja taka powinna być sporządzona po faktycznym wystąpieniu obniżenia oraz powinna faktycznie dotrzeć do Prezesa URE w ww. terminie, zatem samo nadanie takiej informacji w polskiej placówce pocztowej operatora pocztowego, z uwagi na materialny charakter terminu, nie stanowi realizacji przedmiotowego obowiązku. Tak więc w celu bezzwłocznego przekazania informacji o obniżeniu zapasów paliw, przedsiębiorstwa energetyczne mogą korzystać z bezpośrednich teleinformatycznych form komunikacji z URE (np. fax lub e-mail).

W 2016 r. do Prezesa URE wpłynęła jedna informacja od przedsiębiorstwa energetycznego o obniżeniu zapasów paliw poniżej poziomu określonego w rozporządzeniu. Wobec tego przedsiębiorstwa podjęte zostały działania o charakterze kontrolno-wyjaśniającym, mające na celu ustalenie, czy obniżenie zapasów paliw nastąpiło w sposób uzasadniony, tj. w rezultacie wystąpienia przesłanek, o których mowa w art. 10 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne. W trakcie wyjaśnień stwierdzono, że przedsiębiorstwo obniżyło obowiązkowe zapasy paliw z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa, a uzupełnienie zapasu paliw do poziomu określonego w ww. rozporządzeniu nastąpiło w przewidzianym ustawowo terminie.

8.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził w 2016 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne.

Ze względu na zmieniające się w ostatnim czasie warunki rynkowe i prawne (m.in. planowane wprowadzenie tzw. konkluzji BAT czy rozpoczęcie prac nad ustawą o rynku mocy), które pociągnęły za sobą zmianę niektórych zamierzeń inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, w tym inwestycji, dla których stopień realizacji należy uznać za zaawansowany, Prezes URE zdecydował o powtórzeniu ww. badania. Na przełomie stycznia i lutego 2017 r. wytwórcy dokonali aktualizacji swoich prognoz inwestycyjnych. Obecnie dane te są analizowane.

8.6. Monitorowanie i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa,

realizowany przez Prezesa URE, obejmuje pozyskiwanie i analizę informacji w ramach działań, do których należą m.in.:

- pozyskiwanie i analiza informacji na temat bieżącego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE),
- pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) oraz operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznego (OSD), podczas uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych.

W toku monitorowania, szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych.

W 2016 r. wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 41 GW, przy uwzględnieniu dynamiki tego wzrostu o ponad 2,3% (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 3,7% (r/r).

Analizując poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym należy stwierdzić, że z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2016 r. kształtowały się one na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE).

Natomiast dokonując oceny kompleksowej tego zagadnienia, należy dodatkowo odnieść się do dynamiki zmian rezerw tej mocy w urządzeniach wytwórczych. W 2016 r., w ogólnej ocenie OSP dysponował rezerwami mocy (w JWCD) na średnich miesięcznych poziomach (odpowiadających dobowym szczytom obciążenia dla dni roboczych) wyższych, niż odpowiadające im wartości z roku poprzedniego (2015), przy czym, w szczególnych przypadkach należy odnotować wzrost tych rezerw o ponad 6% dla czasokresu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie KSE na moc elektryczną oraz znaczący spadek tych rezerw o ponad 31% dla czasokresu, w którym wystąpiło minimalne zapotrzebowanie KSE na moc elektryczną.

Warto również nadmienić, że 15 grudnia 2016 r. wystąpiło największe w historii KSE godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (25 546,3 MW), które przekroczyło reprezentatywną wielkość z roku poprzedzającego o ponad 445 MW (wzrost o ok. 1,8% r/r).

W 2016 r. w systemie elektroenergetycznym przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w zużyciu energii elektrycznej poprzez wprowadzenie awaryjnych stopni zasilania. Nie mniej, zwrócono uwagę na kilka osobliwości w pracy KSE, związanych z wystąpieniem przypadków ograniczeń w wytwarzaniu energii elektrycznej, a tym samym z wpływem na pracę Operatora Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego i bezpieczeństwo energetyczne.

27 września 2016 r., w efekcie wystąpienia poważnego osunięcia zwałowiska odkrywkowego

w Kopalni Węgla Brunatnego „Turów”, oprócz utraty urobku i zniszczeń znacznej części maszyn górniczych, w wyniku ograniczeń w dostawach węgla doszło do znacznego ograniczenia mocy urządzeń wytwórczych w Elektrowni „Turów” w wysokości 798 MW (ok. 50% mocy osiągalnej na blokach 1-6, począwszy od godziny 18:00 w tym dniu). W pierwszych dniach po zdarzeniu elektrownia pracowała z mocą na poziomie nie niższym, niż 500 MW (przy poziomie wielkości mocy osiągalnej w tym źródle: 1 488 MW). W wyniku czynności naprawczych podjętych przez służby eksploatacyjne wytwórcy, sukcesywnie przywracano zdolności wytwórcze poszczególnych bloków, z finalnym efektem po ponad 4 tygodniach od wypadku.

20 grudnia 2016 r., w związku z nadciągającym nad Polskę od północy orkanem „Barbara” (który wywołał na Bałtyku sztorm o sile 10 w skali Beauforta i porywy wiatru o szybkości do 120 km/h na północy Polski), KSE pracował przy najwyższej w historii produkcji energii z wiatru i najniższym udziale dużych elektrowni konwencjonalnych. Okres ten był zbieżny z okresem Świąt Bożego Narodzenia, podczas którego zapotrzebowanie odbiorców na moc było bardzo niskie i wahało się od 19 GW wieczorem do zaledwie 12 GW w nocy. Turbiny wiatrowe zaspokajały nawet 34% zapotrzebowania krajowych odbiorców na energię – najwięcej w historii naszego kraju. Jednocześnie duże elektrownie węglowe, których praca została ograniczona przez Krajową Dyspozycję Mocy, odpowiadały za zaledwie 37% dostaw energii. W pośrednich skutkach tego wydarzenia odnotować należy fakt, że elektrownie węglowe pracowały na swoich mi-

nimach bezpieczeństwa, dostarczając ograniczoną moc – zwykle na poziomie technicznym, generując wysokie koszty ponownego uruchomienia bloków węglowych (paliwo do rozpalania kotłów), ponadto wiatr zrywał linie energetyczne, prowadząc do odłączania od prądu tysiące odbiorców – przede wszystkim na północy kraju. Krajowa Dyspozycja Mocy musiała podjąć intensywne działania stabilizacyjne w zakresie nagłych zmian zapotrzebowania na moc.

Przytoczone przypadki dają pogląd na przyszłościową kwantyfikację ryzyka udziału w systemie KSE wolumenu mocy zainstalowanej oraz ilości samych jednostek wytwórczych, uznanych powszechnie za źródła wytwórcze „stabilne” (zasilane paliwem kopalnym).

Jednocześnie należy nadmienić, że ustawa – Prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW, obowiązek dotyczący raportowania Prezesowi URE o planach inwestycyjnych na kolejne 15 lat, a także aktualizacji tych planów co 3 lata. Rozszerza to zatem zakres monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej o horyzont długoterminowy.

Rok 2016 był kolejnym rokiem, w którym stosowano zasady wyznaczania i rozliczania operacyjnej rezerwy mocy, mające na celu wspieranie utrzymania w systemie odpowiedniej nadwyżki mocy. Wdrożone w 2016 r. zmiany tych zasad miały na celu zapewnienie stabilności wykonania budżetu operacyjnej rezerwy mocy w okresie adekwatnym do okresu planowania wynikającego z taryfy OSP

oraz zwiększenie zachęt do oferowania zdolności wytwórczych w ramach tego mechanizmu. Tworzenie takich zachęt jest szczególnie istotne w najbliższym okresie czasu ze względu na trudną sytuację bilansową KSE.



Część III. Gazownictwo



1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja ogólna

1.1. Rynek hurtowy

W 2016 r. następował stopniowy dalszy rozwój płynności hurtowego rynku gazu ziemnego w Polsce, głównie związany ze wzrostem liczby przedsiębiorstw posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz przedsiębiorstw aktywnie uczestniczących w tym obrocie, jak również funkcjonowaniem obowiązku sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej. Obowiązek ten w omawianym roku wyniósł 55% gazu wprowadzonego do sieci.

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 151,9 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 42,6 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2016 r. obejmowały import

oraz nabycie wewnątrzspółnotowe. W 2016 r. nadal istotną część stanowił import z kierunku wschodniego, realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego pomiędzy PGNiG S.A. a Gazprom.

Informacje o strukturze dostaw gazu w 2016 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 21. Struktura dostaw gazu w 2016 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Dostawy z zagranicy	151,9
2. Wydobyte ze źródeł krajowych	42,6
3. Zmiana stanu zapasów	-5,2

Źródło: URE na podstawie danych spółek obrotu gazem.

W 2016 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 537,8 TWh gazu wysokometanowego i 7,8 TWh gazu zaazotanowego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym (tab. 22 str. 85).

Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2016 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 196 podmiotów wobec 172 na koniec 2015 r. Natomiast 127 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG S.A. pozyskały 76,5 TWh gazu ziemnego. Dane

Tabela 22. Bilans przepływów handlowych* gazu wysoko-metanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2016 r. [TWh]

Rodzaj gazu	2016 r.	
	Gaz wysoko-metanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem	537,8	7,8
z tego: kopalnie i odazotownie	24,8	6,2
magazyny	19,0	0,0
dostawy spoza UE	453,0	0,0
dostawy z UE	28,6	0,0
terminal LNG	11,2	0,0
inne (wejścia z dystrybucji)	1,2	1,6
Wyjście z systemu razem	537,8	7,8
z tego: mieszalnie i odazotownie	0,0	2,6
magazyny	24,3	0,0
do sieci dystrybucyjnej	127,1	5,0
do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	35,3	0,2
dostawy do UE	336,3	0,0
dostawy poza UE	10,3	0,0
potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	4,5	0,0

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

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

dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu uwzględnia też pozyskanie na

potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem oraz pozyskanie gazu przez dużych odbiorców końcowych bezpośrednio z zagranicy.

Tabela 23. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez największe przedsiębiorstwa obrotu w 2016 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG S.A.	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobywanie)	338,3	261,8	76,5
Hurtowa sprzedaż gazu	140,1	110,6	29,5

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu.

Giełda gazu ziemnego

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

W 2016 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy. Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji.

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

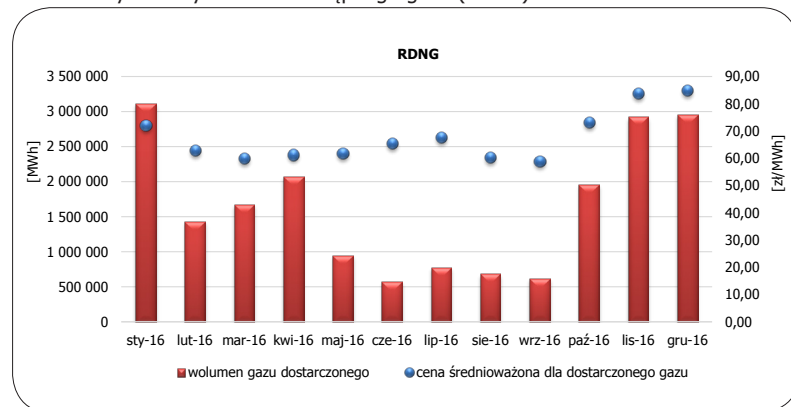
Przedmiotem obrotu na rynku dnia następnego gazu (RDNg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach dnia dostawy. Jest to instrument typu *base*, a jeden kontrakt odpowiada dostawie 1 MWh gazu w każdej godzinie dnia dostawy. Obrót jest prowadzony przez jeden dzień poprzedzający datę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

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

Rys. 34-36 (str. 86) pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku terminowym towarowym dla instrumentów gazowych.

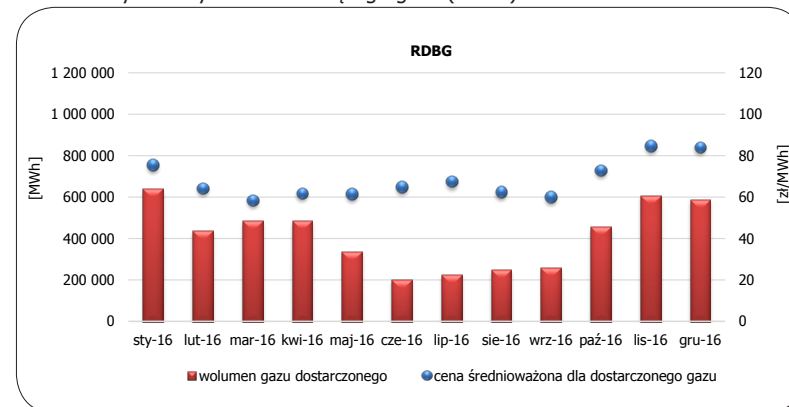
W 2016 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. dostarczono 118 372 614 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 86,03 zł/MWh. W tym okresie dostarczono 19 686 012 MWh na rynku RDNG, 4 961 186 MWh na rynku RDBG i 93 725 416 MWh na rynku terminowym – RTTG. Średnia cena gazu dostarczonego w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku RDNG w 2016 r. wyniosła 71,34 zł/MWh, na rynku RDBG 70,22 zł/MWh, na rynku terminowym 89,95 zł/MWh.

Rysunek 34. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) w 2016 r.



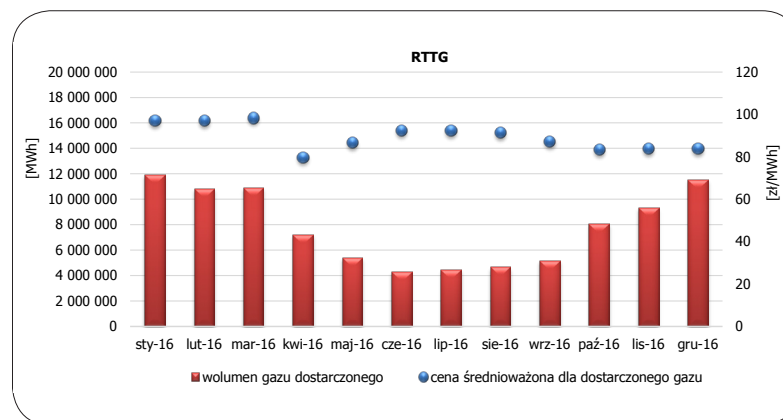
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 35. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia bieżącego gazu (RDBG) w 2016 r.



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

Rysunek 36. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja następowała w 2016 r.



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

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2016 r. Prezes URE monitorował również transakcje zawierane w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym. W wyniku realizacji kontraktów zawartych w tym punkcie na rynku OTC dostarczono 15,7 TWh gazu ziemnego po średniej cenie 80,47 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach w porównaniu z cenami giełdowymi i cenami przywozu gazu z UE kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 24. Porównanie średnich cen z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC oraz zakupu z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2016 r. (dane w zł/MWh)

	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC	87,43	72,90	76,14	78,26
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A.	91,77	80,34	85,75	83,15
Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	74,37	63,90	61,95	73,74

Źródło: Opracowanie własne.

1.2. Rynek detaliczny

Analiza rynku detalicznego, dokonana na podstawie monitoringu za 2016 r., obejmującego 90 spółek obrotu, wykazała, że całkowita prze-

daż do odbiorców końcowych gazu ziemnego wyniosła 180 055 871 MWh. Całkowita liczba odbiorców wyniosła 6,9 mln. Największy wolumen gazu ziemnego został zużyty w 2016 r. przez odbiorców przemysłowych i wyniósł 100 229 503 MWh. Kolejną grupą odbiorców, pod względem zużywanego wolumenu byli odbiorcy w gospodarstwach domowych – 44 743 431 MWh, stanowiący dodatkowo najliczniejszą grupę odbiorców ok. 6,7 mln. Następnie sektor usług i użyteczności publicznej z wolumenem 17 499 177 MWh oraz rolnictwo – 405 192 MWh.

W 2016 r. sprzedaż gazu ziemnego do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG S.A. Udział tych podmiotów spadł w stosunku do roku poprzedniego, do poziomu 73,69%, podczas gdy rok wcześniej udział ten wynosił 80,22%. Pozostałe 26,31% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju (18,55%) oraz przez spółki dokonujące sprzedaży gazu poza granicami Polski bezpośrednio do dużych odbiorców końcowych, którzy samodzielnie sprowadzili to paliwo do Polski na własne potrzeby (ok 7,76%). W tab. 25

Tabela 25. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2016 r. (dane w MWh)
Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego za pośrednictwem sieci gazowych

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG S.A.	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu na terenie kraju**	32 650 280	130 227 023	162 877 303
z tego: przemysł	26 863 680	73 365 823	100 229 503
rolnictwo	57 953	347 239	405 192
usługi i użyteczność publiczna	4 141 066	13 358 111	17 499 177
gospodarstwa domowe	1 587 581	43 155 850	44 743 431
Pozostała sprzedaż do odbiorców końcowych (w tym sprzedaż do operatorów)	754 358	2 453 935	3 208 293
Zakup z zagranicy bezpośrednio przez dużych odbiorców końcowych na potrzeby własne	13 970 275*	-	13 970 275
Razem	47 374 913	132 680 958	180 055 871

* Dane obejmują też zakup gazu przez wybranych dużych odbiorców końcowych na potrzeby własne na giełdzie towarowej TGE S.A.

** Dane obejmują sprzedaż gazu wysokometanowego po regazyfikacji gazu LNG.

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

przedstawiono informacje na temat struktury sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.

W 2016 r. w grupie sprzedawców alternatywnych działających na rynku krajowym dwie spółki uzyskały udział w sprzedaży do odbiorców końcowych pomiędzy 2% a 3%, a dla trzech spółek udział ten wynosił pomiędzy 1% a 2%. Pozostałe spółki miały udział poniżej 1%.

Mimo utrzymywania administracyjnej regulacji cen gazu ziemnego w sprzedaży do odbiorców końcowych w 2016 r., przepisy prawa dopuszczają możliwość sprzedaży gazu ziemnego poniżej ceny ustalonej w taryfie pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w grupach taryfowych.

Z przeprowadzonego przez Prezesa URE monitoringu funkcjonowania rynku gazu w 2016 r. wynika, że większość sprzedawców gazu dokonywała sprzedaży tego paliwa do odbiorców końcowych poniżej cen ustalonych w zatwierdzonej taryfie. Dotyczyło to ok. 60% wolumenu sprzedaży gazu wysokometanowego do odbiorców końcowych.

Prezes URE dokonał również monitoringu sprzedaży gazu w postaci skroplonej (LNG) w 2016 r. Monitorowaniem objęto 12 przedsiębiorstw energetycznych dokonujących zakupu tego gazu na potrzeby krajowe. Pozyskanie gazu LNG przez te przedsiębiorstwa wyniosło 12,4 TWh, z tego większość została pozyskana za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu. Duża część z pozyskanego gazu LNG została sprzedana odbiorcom końcowym po dokonaniu regazyfikacji i wprowadzeniu uzyskanego gazu wysokometanowego do sieci gazowej. Jak wskazano w tab. 26 wolumen sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w postaci skroplonej wyniósł ok. 1,7 TWh. W tym wolumenie większość stanowił zakup gazu na potrzeby rozruchu terminalu LNG w Świnoujściu. Pozostała wartość sprzedaży do odbiorców końcowych wyniosła ok. 0,3 TWh. W tym wolumenie dominujące znaczenie (ok. 75%) miała sprzedaż gazu realizowana przez podmioty spoza GK PGNiG S.A.

Tabela 26. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2016 r. (dane w MWh)

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG S.A.	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych	224 914	73 328	298 242
z tego: przemysł	199 740	18 443	218 183
rolnictwo	7 675	2	7 677
usługi i użyteczność publiczna	17 499	21 640	39 139
gospodarstwa domowe	0	33 243	33 243
Pozostała sprzedaż (w tym zakup na potrzeby rozruchu terminalu LNG)	1 380 731	0	1 380 731
Razem	1 605 645	73 328	1 678 973

Uwaga! Dane w tabeli dotyczą wyłącznie sprzedaży gazu w postaci LNG. Dane dotyczące sprzedaży gazu wysokometanowego pozyskanego na skutek regazyfikacji LNG zostały ujęte w poprzedniej tabeli. W tabeli nie uwzględniono danych dot. zużycia własnego gazu LNG na potrzeby funkcjonowania przedsiębiorstw obrotu objętych monitoringiem.

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych

2.1. Koncesje

W 2016 r. wprowadzone zostały trzy istotne nowelizacje prawa energetycznego (zwane „pakietem paliwo-energetycznym”), tj. ustawa z 7 lipca 2016 r., ustawa z 22 lipca 2016 r. oraz ustawa z 30 listopada 2016 r., które w znaczącym stopniu zmieniły dotychczasową procedurę koncesjonowania podmiotów na rynku paliw gazowych oraz skutkowały nałożeniem na Prezesa URE wielu nowych obowiązków.

W odniesieniu do procedury koncesjonowania wprowadzonych zostało szereg przepisów szcze-

gólnych, które w znaczącym stopniu zmieniły stan prawny obowiązujący w pierwszej połowie 2016 r. Najistotniejsze z wprowadzonych zmian polegały na:

- zwolnieniu z obowiązku uzyskania koncesji działalności w zakresie obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu LNG w Świnoujściu,
- określeniu nowych dodatkowych przesłanek, których spełnienie powinien wykazać podmiot wnioskujący o udzielenie każdego rodzaju koncesji,
- zmianie przesłanek umożliwiających udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą polegającej w szczególności na możliwości przedłożenia przez wnioskodawcę tzw. umowy biletowej oraz wyeliminowaniu możliwości przedłożenia zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów wydanego przez Ministra Energii,
- zmianie i rozszerzeniu katalogu okoliczności wykluczających możliwość uzyskania jakiegokolwiek rodzaju koncesji,
- zmianie sposobu procedowania wniosku o udzielenie koncesji – wskutek dodania do ustawy – Prawo energetyczne art. 35 ust. 2a i 2b; wnioski nieuzupełnione w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki pozostawia się bez rozpoznania,
- nałożeniu na koncesjonariuszy obowiązku złożenia do Prezesa URE wniosku o zmianę koncesji w przypadku zmiany w zakresie oznaczenia koncesjonariusza oraz jego danych adresowych w terminie 7 dni od dnia zaistnienia tych zmian,
- zmianie i rozszerzeniu katalogu przesłanek, których spełnienie umożliwia lub obliuguje Prezesa URE do cofnięcia każdego rodzaju koncesji.

Obecnie podstawowe uregulowania dotyczące koncesjonowania podmiotów na rynku gazu ziemnego przedstawiają się w sposób określony poniżej.

Zgodnie z art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

- magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i re-gazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego,
- przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem: dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s,
- obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem:
 - 1) obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczo-nym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu;
 - 2) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro;
 - 3) obrotu paliwami gazowymi dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi przez towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie prowadzące działalność makler-

ską w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową lub Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., oraz przez spółkę prowadzącą giełdę towarową, giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych;

- 4) obrotu paliwami gazowymi innego, niż określony w pkt 2, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A., lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w pkt 2.

Ponadto w myśl art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne koncesje na prowadzenie działalności, o której mowa w ust. 1 pkt 4 tej ustawy,

w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji źródeł gazu oraz bezpieczeństwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3 i 3a).

Należy również zauważyć, że zgodnie z art. 33 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE zawiesza postępowanie o udzielenie koncesji w przypadku wnioskodawcy, wobec którego wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie popełniania przestępstwa lub przestępstwa skarbowego mającego związek z prowadzoną przez niego działalnością gospodarczą, lub gdy wydano takie postanowienie wobec osób oraz członków, o których mowa w ust. 3a, do czasu zakończenia postępowań: przygotowawczego oraz sądowego.

W ustawie wskazano również minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji (art. 35 ust. 1). Poza tym, zgodnie z art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku gdy wnio-

sek o udzielenie koncesji nie zawiera wszystkich wymaganych ustawą informacji lub dokumentów, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania. Jak natomiast stanowi art. 35 ust. 2b tej ustawy wniosek o udzielenie koncesji nieuzupełniony, w wyznaczonym terminie, w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki pozostawia się bez rozpoznania.

Dodatkowo, w przypadku wykonywania działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zgodnie z art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE udziela koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wnioskodawcy, który:

- posiada własne pojemności magazynowe lub
- zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o których mowa w art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach, w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 lub 5 tej ustawy, lub
- zawarł umowę przedwstępną o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o której mowa w art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach (tzw. umowa biletowa).

Ponadto w świetle art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne, wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien określać prognozowaną wielkość przywozu gazu ziemnego oraz sposób utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub państwa członkowskiego

Unii Europejskiej, lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zgodnie z ustawą o zapasach.

Natomiast wniosek o udzielenie promesy koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien określać prognozowaną wielkość przywozu gazu ziemnego oraz sposób utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub państwa członkowskiego Unii Europejskiej, lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zgodnie z art. 24 ust. 1 ustawy o zapasach (art. 43 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne).

Udzielanie koncesji/promes koncesji

Na koniec 2016 r. przedsiębiorcy posiadali 329 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, dystrybucji paliw gazowych, obrotu paliwami gazowymi, obrotu gazem ziemnym z zagranicą, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego oraz magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych.

W 2016 r. obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych Prezes URE realizował przy pomocy Departamentu Rynków Paliw Gazowych i Ciekłych, a od 1 października 2016 r. – Departamentu Rynku Paliw

Gazowych (departamentu DRG) oraz oddziałów terenowych⁴⁶⁾.

Liczbę koncesji i promes udzielonych w 2016 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawiają poniższe tabele.

Tabela 27. Liczba koncesji udzielonych w 2016 r. i koncesji ważnych na koniec 2016 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone w 2016 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2016 r. (dotyczy urzędu jako całości) [szt.]
Magazynowanie	0	1
Przesyłanie lub dystrybucja	0	55
Obrót	26*	196**
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	10***	70****
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	2	7
Razem	38	329

* W tym 5 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

** W tym 27 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

*** W tym 2 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

**** W tym 20 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

⁴⁶⁾ Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w części X Sprawozdania.

Tabela 28. Liczba udzielonych promes koncesji w 2016 r.

Paliwa gazowe	2016 r. [szt.]
Przesyłanie lub dystrybucja	2
Obrót	2
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	14
Razem	18

Źródło: URE.

Rok 2016 był kolejnym rokiem, w którym zaobserwowano systematyczny wzrost liczby udzielonych koncesji na obrót paliwami gazowymi (OPG) i obrót gazem ziemnym z zagranicą (OGZ), w tym koncesji udzielonych podmiotom mającym siedzibę za granicą. W porównaniu z 2015 r. zmalała liczba decyzji udzielających koncesji OPG i OGZ, co w dużej mierze spowodowane było zmianami w procedurze koncesjonowania wprowadzonymi pakietem paliwo-energetycznym. Spośród 79 wniosków o udzielenie koncesji lub promesy koncesji na OPG lub OGZ złożonych w 2016 r., aż 21 wniosków zostało w 2016 r. pozostawionych bez rozpoznania lub bez rozpatrzenia. Oznacza to, że ponad ¼ wniosków nie została uzupełniona w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki lub nie przedłożono dokumentacji poświadczającej, że wnioskodawca spełnia warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej.

Niemniej w dalszym ciągu mamy do czynienia z dynamicznie rozwijającym się rynkiem gazu ziemnego, czego dowodem jest znaczny wzrost liczby podmiotów posiadających koncesję na ob-

rót paliwami gazowymi i koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą, jaki miał miejsce w ostatnich latach. Dla przykładu można wskazać, że na koniec 2011 r. ważne koncesje OPG posiadało 78 podmiotów, natomiast na koniec 2016 r. ich liczba wzrosła do 196. Liczba koncesjonariuszy w przeciągu ostatnich 5 lat wzrosła zatem o ponad 150%. Jeszcze bardziej dynamiczny wzrost miał miejsce w przypadku koncesji OGZ – według stanu na 31 grudnia 2011 r. ten rodzaj koncesji posiadały 22 podmioty, natomiast na koniec 2016 r. ich liczba wyniosła już 70.

Dowodem wskazującym na niesłabnące zainteresowanie przedsiębiorców możliwością wykonywania działalności gospodarczej na rynku gazu ziemnego jest liczba wniosków o udzielenie koncesji lub promesy koncesji – liczba tych wniosków dla wszystkich rodzajów koncesji gazowych złożonych w 2016 r. była na poziomie niemal identycznym jak w 2015 r.

Systematycznie rośnie też liczba zagranicznych podmiotów, którym Prezes URE udzielił koncesji umożliwiających wykonywanie działalności na polskim rynku gazu ziemnego. Wśród nich znajduje się wiele podmiotów, które należą do grona największych europejskich graczy na rynku gazu ziemnego. Obecnie niemal 30% wszystkich koncesji OGZ obowiązujących na koniec 2016 r. to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

Jak wspomniano wyżej, art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne warunkuje udzielenie koncesji OGZ od posiadania przez wnioskodawcę własnych pojemności magazynowych bądź od za-

warcia umowy przedwstępnej o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 lub 5 ustawy o zapasach lub od zawarcia umowy przedwstępnej o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, o której mowa w art. 24b ust. 1 ww. ustawy (tzw. umowa biletowa). Należy odnotować, że wszystkie koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą udzielone w 2016 r. przez Prezesa URE zostały wydane w oparciu o przepisy obowiązujące przed 2 września 2016 r., tj. w stanie prawnym dopuszczającym udzielenie koncesji w oparciu o zwolnienie z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego wydane przez Ministra Energii.

Przedmiot działalności nowych uczestników rynku gazu koncentrował się w znacznym stopniu na działalności związanej z obrotem gazem ziemnym sieciowym. W stosunku do lat poprzednich zauważalny jest wzrost zainteresowania obrotem skroplonym gazem ziemnym (LNG) oraz sprężonym gazem ziemnym (CNG).

Niezwykle istotnym wydarzeniem na rynku gazu ziemnego w Polsce w 2016 r. było rozpoczęcie operacyjnej działalności przez Terminal LNG w Świnoujściu. Prezes URE decyzją z 11 maja 2016 r. udzielił spółce Polskie LNG S.A., będącej właścicielem terminalu, koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego przy użyciu tego terminalu. Okres ważności koncesji został ustalony do 31 grudnia 2030 r. Przedmiotowa instalacja skroplonego gazu ziemnego posiada zdolność regazyfikacji na poziomie

5 mld m³/rok, z kolei dwa zbiorniki magazynowe posiadają łączną pojemność 320 tys. m³.

Warto także odnotować, że w 2016 r. Prezes URE zmienił zakres koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych udzielonej spółce Gas Storage Poland Sp. z o.o. (dawniej: Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o.) z siedzibą w Dębogórz, wskazując w koncesji zwiększone wartości pojemności magazynowych czynnych dla PMG Kosakowo i Mogilno.

W wyniku zmian w stanie prawnym spowodowanych wejściem w życie pakietu paliwowo-energetycznego, Prezes URE zobowiązany był w 2016 r. do opracowania nowych warunków koncesyjnych dostosowanych do aktualnego stanu prawnego, jak również do dokonania kilkukrotnych zmian w pakietach informacyjnych dla przedsiębiorców publikowanych na stronie internetowej urzędu.

Ustawa z 22 lipca 2016 r. nałożyła ponadto na Prezesa URE obowiązek publikowania następujących wykazów:

- 1) podmiotów, które złożyły wnioski o udzielenie, zmianę lub cofnięcie koncesji albo o udzielenie lub zmianę promesy koncesji do czasu ich rozpatrzenia,
- 2) przedsiębiorstw energetycznych, którym w okresie ostatnich 3 lat, cofnięta została koncesja wraz z podaniem podstawy i daty wydania takiej decyzji,
- 3) podmiotów, wobec których toczyło się postępowanie w sprawie udzielenia koncesji, które zostało następnie umorzone lub zakończyło się odmową udzielenia koncesji lub pozostawie-

- niem wniosku bez rozpoznania wraz z podaniem podstawy i daty wydania rozstrzygnięcia,
- 4) podmiotów, którym wygasła koncesja wraz z podaniem podstawy i daty wygaśnięcia koncesji,
- 5) podmiotów posiadających promesę koncesji obejmującą: oznaczenie podmiotu, rodzaj działalności, na którą została wydana promesa, datę wydania promesy oraz okres, na jaki została wydana.

Powyższą ustawą Prezes URE został zobligowany do prowadzenia w postaci elektronicznej i publikowania rejestru przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję. Zawartość danych w tym rejestrze w odniesieniu do przedsiębiorców wykonujących działalność na rynku paliw gazowych określa art. 43b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. W związku z faktem, że jednym z elementów ww. rejestru jest aktualna treść koncesji, opracowano teksty jednolite wszystkich rodzajów koncesji gazowych celem zamieszczania ich na stronie internetowej URE.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2016 r. wydano 25 decyzji zmieniających koncesje w zakresie paliw gazowych. Zmiany te dotyczyły w szczególności:

- rozszerzenia zakresu udzielonych koncesji oraz obszaru wykonywania działalności, przykładowo w związku z przejęciem lub oddaniem do użytkowania nowych składników majątku, służącego prowadzeniu działalności koncesjo-

nowanej lub w związku z planowaną realizacją inwestycji na nowych obszarach,

- zmiany sposobu oznaczenia koncesjonariusza w zakresie nazwy firmy bądź formy prawnej koncesjonariusza,
- zmiany siedziby lub adresu koncesjonariusza.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W 2016 r. Prezes URE cofnął 3 koncesje w zakresie paliw gazowych. Przyczyną cofnięcia tych koncesji było zaistnienie przesłanek wskazanych w art. 58 ust. 1 pkt 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, tj. trwałe zaprzestanie wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją. Wydano 2 decyzje w sprawie stwierdzenia wygaśnięcia koncesji, w tym 1 w związku z prowadzonym u przedsiębiorcy procesem konsolidacji. Nie wydano decyzji w sprawie uchylenia koncesji lub promesy koncesji.

Odmowa udzielenia, zmiany koncesji

W 2016 r. Prezes URE wydał 3 decyzje, w których odmówił udzielenia koncesji w zakresie paliw gazowych. Przyczyną odmów było niespełnienie warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wnioskodawca nie wykazał, że dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie udo-

kumentował możliwości ich pozyskania. Ponadto we wszystkich ww. przypadkach wnioskodawcy nie wypełnili warunku, od spełnienia którego uzależnione zostało udzielenie koncesji, ponieważ nie przedłożyli zabezpieczenia majątkowego, o którym mowa w art. 38 ustawy – Prawo energetyczne⁴⁷⁾.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia lub bez rozpoznania

W 2016 r. umorzono łącznie 10 postępowań, z tego 9 z uwagi na ich bezprzedmiotowość oraz 1 na podstawie art. 22 ustawy z 22 lipca 2016 r. W 6 przypadkach postępowania zostały wszczęte w 2016 r. na wniosek strony i dotyczyły udzielania koncesji lub promesy koncesji. W 3 przypadkach umorzono postępowania wszczęte przed 2016 r., które również dotyczyły udzielenia ww. rodzajów koncesji. Jeden przypadek dotyczył wszczętego z urzędu postępowania w sprawie cofnięcia koncesji. Postępowanie zostało umorzone w związku ze zmianą stanu faktycznego i ustaniem okoliczności obligujących Prezesa URE do cofnięcia koncesji na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

⁴⁷⁾ W myśl art. 38 ustawy – Prawo energetyczne udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

W 23 przypadkach wnioski zostały pozostawione bez rozpatrzenia na podstawie art. 50 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej⁴⁸⁾ lub pozostawione bez rozpoznania na podstawie art. 35b ustawy – Prawo energetyczne⁴⁹⁾ lub art. 64 § 2 kpa⁵⁰⁾. W 21 przypadkach postępowania te dotyczyły złożonych w 2016 r. wniosków w sprawie udzielenia koncesji lub promesy koncesji na obrót paliwami gazowymi lub obrót gazem ziemnym z zagranicą. Bez rozpoznania pozostawiono wnioski w sprawie udzielenia koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego złożony w 2016 r. oraz wniosek o udzielenie koncesji OPG złożony w 2015 r.

2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

W 2016 r. miały miejsce zasadnicze zmiany przepisów dotyczących zakresu ingerencji państwa

⁴⁸⁾ Zgodnie z art. 50 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji lub jej zmiany organ koncesyjny może wezwać wnioskodawcę do uzupełnienia, w wyznaczonym terminie, brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.

⁴⁹⁾ W myśl art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne wniosek o udzielenie koncesji niezupełniony w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki pozostawia się bez rozpoznania.

⁵⁰⁾ Zgodnie z art. 64 § 2 kpa jeżeli podanie nie czyni zadość innym wymaganiom ustalonym w przepisach prawa, należy wezwać wnoszącego do usunięcia braków w terminie siedmiu dni z pouczeniem, że nieusunięcie tych braków spowoduje pozostawienie podania bez rozpoznania.

w swobodę działalności gospodarczej, w sferze tzw. „obowiązku taryfowego”, które określiły ścieżkę dochodzenia do pełnej liberalizacji rynku gazu.

W myśl postanowień art. 1 pkt 12 ustawy z 30 listopada 2016 r., wraz z początkiem 2017 r. rozpoczęło się stopniowe znoszenie obowiązku – spoczywającego na przedsiębiorstwach energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi – ustalania i przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych. Obowiązujące wcześniej przepisy wymagały pilnej zmiany ze względu na wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej – który we wrześniu 2015 r. stwierdził, że krajowe rozwiązania są niezgodne z prawem unijnym dotyczącym budowy wspólnego rynku gazu. Niewdrożenie wymaganych przez Unię przepisów skutkowałoby nałożeniem na Polskę wysokich kar finansowych.

Od 1 stycznia 2017 r. obowiązek przedłożenia do zatwierdzenia taryf nie dotyczy sprzedaży paliw gazowych odbiorcom hurtowym oraz odbiorcom końcowym, którzy dokonują ich zakupu: 1) w punkcie wirtualnym, 2) w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG) oraz 3) w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych i fakt ten znalazł odzwierciedlenie w taryfach zatwierdzonych w grudniu 2016 r. Od 1 października wskazanego roku uwolnione zostają ceny paliw gazowych sprzedawanych pozostałym grupom odbiorców końcowych z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych, dla których obowiązek taryfowy będzie istniał do końca 2023 r.

Na sposób kalkulowania taryf dla paliw gazowych w 2016 r. miały wpływ zmiany przepisów dotyczących przenoszenia w cenach gazu kosztów tzw. efektywności energetycznej, wynikające z ustawy o efektywności energetycznej. Od 1 października 2016 r., tj. od czasu kiedy obowiązują zmienione przepisy, koszty efektywności energetycznej nie są uzależnione od poziomu cen po jakich dane przedsiębiorstwo sprzedaje paliwa gazowe, jak było wcześniej. Obecnie wysokość jednostkowego kosztu efektywności energetycznej uwzględnianego w cenach paliw gazowych jest zależna od poziomu opłaty zastępczej i dostępności praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej.

W pozostałym zakresie warunki kształtowania taryf dla paliw gazowych nie uległy zmianie w stosunku do warunków obowiązujących w 2015 r.

Taryfy 2016

Pośród prowadzonych w 2016 r. w [departamencie DRG](#) postępowań taryfowych 79 zakończonych zostało wydaniem decyzji Prezesa URE. Pośród nich, 65 dotyczyło decyzji zatwierdzających przedłożoną taryfę, 5 – decyzji zatwierdzających zmianę taryfy, 2 – zmiany terminu obowiązywania taryfy, 2 – zmiany taryfy i zmiany okresu jej obowiązywania, 1 – umorzenia postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy, 2 – umorzenia postępowania w sprawie zmiany terminu obowiązywania taryfy, 1 – odmowy zatwierdzenia taryfy i 1 – uchylenia taryfy.

23 z prowadzonych postępowań dotyczyło pierwszych taryf przedsiębiorstw rozpoczynających działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

W 2016 r. prowadzonych było 15 postępowań w sprawie zatwierdzenia lub zmiany taryf ustalonych przez kluczowe przedsiębiorstwa sektora gazowego, w tym 5 postępowań w sprawie taryf PGNiG S.A., z których 1 dotyczyło świadczenia usług w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. 3 postępowania dotyczyły taryfy przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o., po 2 – PSG Sp. z o.o. i Polskiego LNG Sp. z o.o. Ponadto w 2016 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy OGP Gaz-System S.A. oraz taryfy ustalone przez OSM Sp. z o.o. i SGT EuRoPol GAZ S.A.

W [oddziałach terenowych](#) w 2016 r. prowadzonych było łącznie 27 postępowań w sprawie taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa, które prowadzą działalność gospodarczą w rozmiarze określonym w art. 16 ust. 13 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Pośród prowadzonych postępowań, w 17 przypadkach zatwierdzono taryfy oraz wydano 10 decyzji zmieniających obowiązujące taryfy.

PGNiG S.A.

W 2016 r. ceny gazu w taryfie PGNiG S.A. były trzykrotnie obniżane, co było związane z utrzymaniem się od połowy 2014 r. do połowy 2016 r. spadkowym trendem cen ropy naftowej na świe-

cie i niskimi cenami gazu na rynkach hurtowych Europy Zachodniej. Powyższy trend uległ zmianie w drugiej połowie 2016 r., w konsekwencji czego nastąpił wzrost cen paliw gazowych w IV kwartale tego roku.

W taryfie PGNiG S.A. obowiązującej od początku 2016 r., zatwierdzonej w grudniu 2015 r., nastąpił spadek o 6,8% średnich cen⁵¹⁾ gazu wysokometanowego dla odbiorców końcowych i o 4,6% dla odbiorców hurtowych (tj. nabywających go do dalszej odsprzedaży), a dla gazu zaazotowanego spadek wyniósł odpowiednio o 6,1% i 5,2%.

15 marca 2016 r. Prezes URE zatwierdził kolejną taryfę w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 10/2016 PGNiG S.A., w której obniżeniu – w stosunku do cen ustalonych w taryfie nr 9/2016 – uległy ceny gazu, które spadły średnio dla odbiorców końcowych gazu ziemnego wysokometanowego o 9,6% (dla odbiorców nabywających gaz do dalszej odsprzedaży o 7,6%), natomiast dla odbiorców gazu zaazotowanego o 8,3% (dla odbiorców odsprzedających ten gaz o 8,9%). Ponadto w tej taryfie zmianie uległa wysokość bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców.

14 czerwca 2016 r. Prezes URE zatwierdził następną taryfę (nr 11/2016) w zakresie dostarczania paliw gazowych PGNiG S.A., w której ponownie ustalono niższe ceny gazu. Na skutek zatwierdzenia tej taryfy, średnie ceny w obrocie dla odbiorców końcowych gazu ziemnego wysokometano-

⁵¹⁾ Średnia cena w obrocie uwzględnia przychody z opłat za gaz oraz opłat abonamentowych.

wego spadły o 8,4% (dla odbiorców hurtowych o 8,7%), natomiast w zakresie gazu zaazotowanego stosownie o 8,4% i 8,5%.

Kolejna taryfa PGNiG S.A. – nr 12/2016 – zatwierdzona została 17 października 2016 r. i wprowadzona do stosowania 1 listopada 2016 r. Ustalone w niej ceny gazu ziemnego wysokometanowego dla odbiorców końcowych były średnio o 4% wyższe od cen z taryfy nr 11/2016. W taryfie tej, w związku ze zwolnieniem przez Prezesa URE PGNiG S.A. z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryfy w zakresie sprzedaży gazu wysokometanowego do odbiorców hurtowych, nie ustalono cen ww. gazu dla wskazanej kategorii odbiorców. Natomiast dla odbiorców gazu zaazotowanego (zarówno końcowych, jak i hurtowych) zatwierdzenie wskazanej taryfy oznaczało wzrost średniej ceny o 3,9%.

16 grudnia 2016 r. zatwierdzona została kolejna taryfa PGNiG S.A. w zakresie dostarczania paliw gazowych nr 13/2017, w której ponownie nastąpił wzrost cen gazu. Ponadto w związku z ustawą z 30 listopada 2016 r. w taryfie tej nie ustalono cen paliw gazowych w zakresie sprzedaży w punkcie wirtualnym. Na skutek zatwierdzenia taryfy nr 13/2017, średnie ceny w obrocie dla odbiorców końcowych gazu ziemnego wysokometanowego, w stosunku do cen z taryfy nr 12/2016, wzrosły o 12,2%, natomiast dla odbiorców gazu zaazotowanego o 13,4% (końcowych i nabywających go do dalszej odsprzedaży). Skutki zatwierdzenia tej taryfy odbiorcy odczuli od 1 stycznia 2017 r.

PGNiG OD

W 2016 r. obowiązywały 3 taryfy PGNiG OD Sp. z o.o.: z 17 grudnia 2015 r., z 15 marca 2016 r. oraz z 16 czerwca 2016 r., które weszły w życie odpowiednio: 1 stycznia 2016 r., 1 kwietnia 2016 r. oraz 1 lipca 2016 r.

17 grudnia 2015 r. zatwierdzona została taryfa nr 2 wskazanego przedsiębiorstwa, która weszła w życie 1 stycznia 2016 r. Ceny gazu wysokometanowego oraz zaazotowanego Lw dla grup o mocy nie wyższej niż 110 kWh/h (w której rozliczane są gospodarstwa domowe) spadły o 3,5%, stawki opłat abonamentowych o prawie 10%. Dla odbiorców o mocy wyższej niż 110 kWh/h ceny spadły o 2%, stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmiennym poziomie. Dla gazu zaazotowanego Ls spadek cen był niższy niż w przypadku ww. gazów i wyniósł odpowiednio 2,5% dla niezamawiających mocy umownej i od 1,2% do 2% dla odbiorców o mocy umownej wyższej niż 110 kWh/h. Niższy spadek cen w stosunku do cen pozostałych gazów wynikał z kontynuacji wyrównywania cen 1 kWh dla wszystkich rodzajów gazów sprzedawanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. w grupach o tym samym indeksie. Stawki opłat abonamentowych uległy zmianie jak dla gazu wysokometanowego i zaazotowanego Lw. Omawiana taryfa zatwierdzona została na okres 3 miesięcy, tj. okres krótszy niż roczny okres wnioskowany przez ww. przedsiębiorstwo. Celem skrócenia okresu jej obowiązywania było umożliwienie oceny warunków rynkowych działania PGNiG OD Sp. z o.o. na podstawie rzeczywistych danych za 2015 r. (a nie ich przewidy-

wanego wykonania) i adekwatne ukształtowanie taryfy tego przedsiębiorstwa na przyszły okres.

Następnie decyzją z 15 marca 2016 r. Prezes URE zatwierdził taryfę nr 3 PGNiG OD Sp. z o.o. na okres do 30 czerwca 2016 r., która weszła w życie 1 kwietnia 2016 r. Ceny gazu wysokometanowego oraz gazów zaazotowanych Lw i Ls dla grup odbiorców o mocy nie wyższej niż 110 kWh/h spadły o 5,3%. Dla odbiorców o mocy wyższej niż 110 kWh/h spadek cen wyniósł 6,8%. Różne tempo spadku tych cen miało na celu przywrócenie prawidłowej relacji cen, które – co do zasady – wraz ze wzrostem sprzedawanych ilości powinny być niższe.

16 czerwca 2016 r. zatwierdzona została taryfa nr 4 PGNiG OD Sp. z o.o., która weszła w życie 1 lipca 2016 r. W efekcie przeprowadzonego przez urząd postępowania administracyjnego – mimo że w pierwotnej wersji przedsiębiorstwo zakładało wzrost cen paliw gazowych – spadek ich cen wyniósł ok. 1%.

Skumulowany spadek cen gazu wysokometanowego w 2016 r. wyniósł 9,6%. W przypadku gazów zaazotowanych odpowiednio: Lw (GZ-41,5) – 9,6% i Ls (GZ-35) – 8,7%.

Powyższe zmiany spowodowały spadek średniej jednostkowej płatności kompleksowej⁵²⁾ o 7,09% dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego. W przypadku gazu zaazotowanego Ls spadek ten wyniósł ok. 7,31%, natomiast dla odbiorów gazu zaazotowanego Lw ponad 7,54%.

⁵²⁾ Średnia jednostkowa płatność kompleksowa uwzględnia przychody z opłat za gaz, opłat abonamentowych oraz opłat za przesyłanie (lub dystrybucję).

Operator Systemu Magazynowania

22 kwietnia 2016 r. została zatwierdzona taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (który od 4 października 2016 r. zmienił nazwę na Gas Storage Poland Sp. z o.o.). Okres obowiązywania taryfy ustalono do 31 marca 2017 r.

W 2016 r. operator systemu magazynowania świadczył usługi magazynowania w instalacjach zgrupowanych w GIM Sanok (obejmuje PMG Swarzów, PMG Strachocina, PMG Husów i PMG Brzeźnica), GIM Kawerna (obejmuje KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo) oraz w PMG Wierzchowice, oferując usługi magazynowania w formie pakietów i rozdzielone, na warunkach ciągłych i przerywanych zarówno długo-, jak i krótkoterminowe z podziałem na usługi miesięczne, tygodniowe i dobowe.

Wielkość udostępnianych pojemności czynnych w PMG Wierzchowice i KPMG Kawerna uległa w 2016 r. zwiększeniu w stosunku do roku poprzedniego, co pozwoliło na obniżenie taryfy za usługi magazynowania średnio o 11,6%.

EuRoPol GAZ S.A.

16 grudnia 2016 r. Prezes URE zatwierdził nową taryfę za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego na okres do 30 września 2017 r. Krótszy niż rok okres obowiązywania taryfy wynikał z faktu nieuwzględnienia w niej kosztów utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu, które powinny być przez ww. przedsiębiorstwo utworzone od 1 października 2017 r.

Na skutek wprowadzenia tej taryfy w życie od 1 stycznia 2017 r. opłaty za usługi świadczone przez SGT EuRoPol GAZ S.A. spadły o 20,9%.

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

9 czerwca 2016 r. Prezes URE wydłużył do 31 grudnia 2016 r. okres obowiązywania stosowanej przez PSG Sp. z o.o. taryfy nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz zatwierdził wnioskowaną przez przedsiębiorstwo zmianę tej taryfy. Polegała ona na podwyższeniu wysokości bonifikat udzielanych za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, w związku z ogłoszeniem 9 lutego 2016 r. przez Prezesa GUS wysokości przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w 2015 r., stanowiącego podstawę ustalenia wysokości tych bonifikat.

W związku ze zbliżającym się upływem okresu obowiązywania taryfy nr 3 – wydłużonego już dwukrotnie – Prezes URE pismem z 13 września 2016 r. wezwał PSG Sp. z o.o. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy nr 4. Powodem wezwania była konieczność dokonania przeglądu regulacyjnego wskazanego przedsiębiorstwa po niespełnieniu dwóch lat prowadzenia przez PSG rozliczeń w oparciu o stawki opłat zatwierdzone w taryfie nr 3. W trakcie postępowania o zatwierdzenie taryfy nr 4 (wszczętego 11 października 2016 r.) Prezes URE wzywał PSG Sp. z o.o. do dokonania zmian w zakresie założeń przyjętych do kalkulacji taryfy, czego jednak przedsiębiorstwo nie uczyniło. Stało

się to powodem odmowy zatwierdzenia wnioskowanej taryfy nr 4. Decyzję w tej sprawie organ regulacyjny podjął 23 grudnia 2016 r.

Przedsiębiorstwo stosuje w rozliczeniach z odbiorcami taryfę nr 3 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2014 r. na podstawie art. 47 ust. 2c ustawy – Prawo energetyczne.

OGP Gaz-System S.A.

W 2016 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 9 OGP Gaz-System S.A. zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2014 r., na okres do 31 grudnia 2015 r., zmieniona:

- decyzją z 17 grudnia 2015 r., wydłużającą okres obowiązywania ww. taryfy do 30 czerwca 2016 r. oraz zatwierdzającą nowe, wyższe bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców i zmiany w jej treści wynikające z nowego brzmienia IRIESP,
- decyzją z 9 czerwca 2016 r., wydłużającą okres obowiązywania ww. taryfy do 31 grudnia 2016 r. oraz zatwierdzającą aktualizację wysokości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu oraz przepisy doprecyzowujące brzmienie punktu dotyczącego braku opłat na punkcie połączenia systemu przesyłowego z terminalem LNG.

Powyższe podejście było uzasadnione brakiem znaczących zmian w zakresie poziomu kosztów uzasadnionych i mocy zamówionych przez użytkowników systemu na rok gazowy 2015/2016

w porównaniu do wielkości przyjętych do kalkulacji taryfy nr 9.

13 września 2016 r. Prezes URE wezwał OGP Gaz-System S.A. do przedłożenia do zatwierdzenia taryfy nr 10 dla usług przesyłania paliw gazowych. Przedsiębiorstwo wniosek w powyższej sprawie przekazało urzędowi 7 października 2016 r. Postępowanie w tej sprawie zakończone zostało w 2017 r.

Polskie LNG S.A.

2 czerwca 2016 r. Prezes URE zatwierdził pierwszą taryfę dla usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne Polskie LNG S.A. z siedzibą w Świnoujściu. Taryfa została zatwierdzona, zgodnie z wnioskiem przedsiębiorstwa, na okres do 31 grudnia 2016 r. Następnie, 16 grudnia 2016 r. została zatwierdzona taryfa nr 2 dla Polskiego LNG S.A. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia przez przedsiębiorstwo taryfy do stosowania.

W taryfie zostały ustalone stawki opłat za pakietowe usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego obejmujące: wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie w zbiornikach, regazyfikację i oddanie paliwa gazowego do systemu przesyłowego oraz stawki opłat za usługi dodatkowe w zakresie przeładunku LNG na autocysterny. Ponadto ww. taryfa zawiera stawki opłat za usługi rozdzielone, tj. rozdzielone przedłużone procesowe składowanie oraz rozdzieloną moc umowną. Będą one świadczone dodatkowo do pakietowych usług regazyfikacji. Spółka zamierza świadczyć

długoterminowe usługi regazyfikacji – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej. Średnia stawka za regazyfikację skroplonego gazu ziemnego wynikająca z taryfy nr 2 jest wyższa o 7,5% od średniej stawki wynikającej z taryfy nr 1. Wzrost ten w głównej mierze spowodowany jest koniecznością uwzględnienia w kalkulacji stawek regazyfikacyjnych podatku od nieruchomości, w części dotyczącej infrastruktury terminalu, którego w 2016 r. przedsiębiorstwo nie ponosiło, a zatem nie uwzględniło go w kalkulacji taryfy nr 1.

Podsumowanie

Wzrost liczby podmiotów zainteresowanych zatwierdzeniem taryf (23 nowe taryfy w zakresie obrotu gazem) świadczy o postępującym procesie liberalizacji rynku gazu. Sprzedawcy dostrzegają korzyści z wejścia na ten rynek, co dla odbiorców oznacza rozszerzanie oferty podażowej i możliwość uzyskania korzystniejszej ceny. Również operatorzy zwiększają zakres świadczonych usług, co wynika z dostosowania ich taryf do przepisów unijnych (rozporządzenia BAL, rozporządzenia CAM).

W całym 2016 r. obserwowany był spadek cen gazu zarówno dla odbiorców w gospodarstwach domowych, jak i tzw. odbiorców przemysłowych obsługiwanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. W przypadku tego przedsiębiorstwa możliwość obniżenia cen gazu również w grudniu 2016 r., gdy ceny na TGE S.A. rosły od kilku miesięcy, istniała ze wzglę-

du na stopniowe nabywanie wolumenów gazu na potrzeby obrotu. W efekcie część portfela sprzedaży PGNiG OD Sp. z o.o. na pierwszy kwartał 2017 r. została zakupiona w miesiącach kiedy wycena produktów na ten okres była stosunkowo niska.

Dla odbiorców obsługiwanych przez PGNiG S.A. zmiany średnich cen w obrocie paliwami gazowymi jakie miały miejsce w 2016 r. (wynikające z wprowadzenia nowych cen od 1 stycznia, 1 kwietnia, 1 lipca, 1 listopada 2016 r.) przedstawia poniższa tabela.

Tabela 29. Średnia cena w obrocie za paliwo gazowe

Rodzaj gazu	Grupa taryfowa	Cena w okresie		Zmiana [%]
		do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
wysokometanowy	WM	9,177	7,920	-13,7
	WH	8,985	7,668	-14,7
	WT	9,149	7,892	-13,7
	Epw	9,139	7,578	-17,1
zaazotowany GZ-41,5	SH	9,745	8,568	-12,1
	ST	9,296	8,060	-13,3

- Grupa WM – dla odbiorców końcowych pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSD o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa
- Grupa WH – dla odbiorców końcowych pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSD o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa
- Grupa WT – dla odbiorców końcowych pobierających gaz ziemny wysokometanowy z sieci OSP
- Grupa Epw – dla odbiorców końcowych pobierających gaz ziemny wysokometanowy w punkcie wirtualnym
- Grupa SH – dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany Lw z sieci OSD o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa
- Grupa ST – dla odbiorców pobierających gaz ziemny zaazotowany Lw z sieci OSP

Źródło: URE.

Poniższe tabele prezentują dynamikę średnich płatności kompleksowych związanych z dostarczeniem gazu do odbiorców obsługiwanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. wynikających ze zmian cen gazu w taryfach tego przedsiębiorstwa, które miały miejsce od 1 stycznia, od 1 kwietnia oraz od 1 lipca 2016 r.

Tabela 30. Średnia jednostkowa płatność dla odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A.

Rodzaj gazu	Grupa taryfowa	Cena w okresie		Zmiana [%]
		do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
wysokometanowy	E-1A	11,027	9,989	-9,41
	E-1B	10,821	9,800	-9,44
	E-1C	10,836	9,815	-9,42
zaazotowany GZ-41,5	Lw-1	10,987	9,949	-9,45

Źródło: URE.

Tabela 31. Średnia płatność kompleksowa dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG Sp. z o.o.

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
W-1.1	23,633	22,234	-5,92
W-1.2	22,414	21,051	-6,08
W-1.12T	22,199	21,164	-4,66
W-2.1	17,295	16,160	-6,56
W-2.2	17,210	16,065	-6,65
W-2.12T	17,749	16,714	-5,83
W-3.6	16,025	14,955	-6,67
W-3.9	16,530	15,449	-6,54
W-3.12T	16,568	15,533	-6,25

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
W-4	15,601	14,552	-6,72
W-5	13,603	12,540	-7,81
W-6A	13,107	12,047	-8,09
W-6B	12,852	11,817	-8,05
W-7A	12,602	11,556	-8,30
W-7B	11,956	10,935	-8,54
W-8A	11,777	10,739	-8,81
W-8B	11,612	10,591	-8,79
W-8C	11,335	10,331	-8,86
Razem W	15,325	14,239	-7,09
Oddział we Wrocławiu			
W-1.1	23,703	22,306	-5,89
W-1.2	23,569	22,162	-5,97
W-1.12T	21,695	20,660	-4,77
W-2.1	17,362	16,227	-6,54
W-2.2	17,509	16,366	-6,53
W-2.12T	17,588	16,553	-5,88
W-3.6	16,381	15,311	-6,53
W-3.9	16,911	15,825	-6,42
W-3.12T	16,980	15,945	-6,10
W-4	15,581	14,534	-6,72
W-5	13,340	12,277	-7,97
W-6A	12,994	11,934	-8,16
W-6B	12,694	11,659	-8,15
W-7A	12,092	11,046	-8,65
W-7B	11,639	10,618	-8,77
Razem W	15,360	14,272	-7,08
Oddział w Zabrzu			
W-1.1	23,176	21,831	-5,80
W-1.2	23,600	22,219	-5,85
W-1.12T	23,768	22,733	-4,35
W-2.1	17,910	16,770	-6,37
W-2.2	18,130	16,977	-6,36
W-2.12T	18,883	17,848	-5,48

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
W-3.6	16,339	15,269	-6,55
W-3.9	16,594	15,513	-6,51
W-3.12T	16,653	15,618	-6,21
W-4	15,686	14,637	-6,68
W-5	13,286	12,223	-8,00
W-6A	12,906	11,846	-8,21
W-6B	12,609	11,574	-8,21
W-7A	12,614	11,568	-8,29
W-7B	12,294	11,273	-8,30
W-8A	11,821	10,783	-8,78
W-8B	11,608	10,587	-8,80
Razem W	15,591	14,500	-6,99
Oddział w Tarnowie			
W-1.1	21,897	20,578	-6,02
W-1.2	21,354	20,060	-6,06
W-1.12T	21,019	19,984	-4,92
W-2.1	17,489	16,346	-6,53
W-2.2	17,559	16,409	-6,55
W-2.12T	17,641	16,606	-5,87
W-3.6	15,861	14,792	-6,74
W-3.9	15,985	14,908	-6,73
W-3.12T	16,579	15,544	-6,24
W-4	15,558	14,508	-6,75
W-5	14,144	13,081	-7,52
W-6A	13,615	12,555	-7,79
W-6B	13,316	12,281	-7,77
W-7A	13,434	12,388	-7,79
W-7B	11,981	10,960	-8,52
W-8A	11,851	10,813	-8,76
W-8B	11,661	10,640	-8,76
Razem W	15,590	14,502	-6,98
Oddział w Warszawie			
W-1.1	25,173	23,664	-5,99
W-1.2	22,698	21,295	-6,18

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
W-1.12T	21,075	20,040	-4,91
W-2.1	16,303	15,179	-6,89
W-2.2	16,575	15,433	-6,89
W-2.12T	16,517	15,482	-6,27
W-3.6	15,616	14,547	-6,84
W-3.9	15,624	14,551	-6,87
W-3.12T	15,938	14,903	-6,49
W-4	15,336	14,287	-6,84
W-5	13,255	12,192	-8,02
W-6A	12,746	11,686	-8,32
W-6B	12,430	11,395	-8,33
W-7A	12,099	11,053	-8,65
W-7B	11,747	10,726	-8,69
W-8A	11,527	10,489	-9,00
W-8B	11,342	10,321	-9,00
W-8C	11,154	10,150	-9,00
Razem W	14,736	13,652	-7,36
Oddział w Gdańsku			
W-1.1	26,225	24,712	-5,77
W-1.2	26,198	24,657	-5,88
W-1.12T	25,043	24,008	-4,13
W-2.1	17,567	16,441	-6,41
W-2.2	18,110	16,958	-6,36
W-2.12T	18,150	17,115	-5,70
W-3.6	16,639	15,568	-6,43
W-3.9	17,080	15,995	-6,35
W-3.12T	17,064	16,029	-6,07
W-4	16,256	15,204	-6,47
W-5	13,918	12,855	-7,64
W-6A	13,557	12,497	-7,82
W-6B	13,264	12,229	-7,80
W-7A	12,748	11,702	-8,21
W-7B	12,468	11,447	-8,19
W-8A	11,751	10,713	-8,83

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny wysokometanowy w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
W-8C	11,370	10,366	-8,83
Razem W	15,762	14,679	-6,87
Oddział w Poznaniu			
W-1.1	23,650	22,245	-5,94
W-1.2	22,888	21,482	-6,14
W-1.12T	20,277	19,242	-5,10
W-2.1	17,025	15,893	-6,65
W-2.2	16,923	15,787	-6,72
W-2.12T	17,007	15,972	-6,09
W-3.6	16,363	15,292	-6,55
W-3.9	16,633	15,550	-6,52
W-3.12T	16,116	15,081	-6,42
W-4	15,544	14,497	-6,74
W-5	13,523	12,460	-7,86
W-6A	13,187	12,127	-8,04
W-6B	12,895	11,860	-8,03
W-7A	12,652	11,606	-8,27
W-7B	12,058	11,037	-8,47
W-8A	11,444	10,406	-9,07
Razem W	15,298	14,217	-7,06

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Lw w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
S-1.1	21,300	19,922	-6,47
S-1.2	22,435	20,983	-6,47
S-1.12T	18,796	17,761	-5,51
S-2.1	16,139	15,009	-7,00
S-2.2	16,217	15,079	-7,01
S-2.12T	16,230	15,195	-6,38
S-3.6	15,147	14,078	-7,06
S-3.9	15,547	14,463	-6,97

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Lw w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
S-3.12T	15,370	14,335	-6,73
S-4	14,169	13,124	-7,37
S-5	12,936	11,873	-8,22
S-6	12,461	11,401	-8,51
S-7A	12,202	11,156	-8,57
S-7B	12,006	10,985	-8,50
S-8	11,841	10,803	-8,77
Razem S	15,166	14,023	-7,54
Oddział we Wrocławiu			
S-1.1	21,479	20,082	-6,50
S-1.2	22,647	21,183	-6,47
S-1.12T	19,193	18,158	-5,39
S-2.1	16,061	14,935	-7,02
S-2.2	16,263	15,124	-7,01
S-2.12T	16,470	15,435	-6,28
S-3.6	15,101	14,033	-7,07
S-3.9	15,569	14,487	-6,95
S-3.12T	15,548	14,513	-6,66
S-4	14,079	13,035	-7,42
S-5	12,887	11,824	-8,25
S-6A	12,199	11,139	-8,69
S-7A	11,938	10,892	-8,76
S-8	11,841	10,803	-8,77
Razem S	14,387	13,302	-7,54
Oddział w Poznaniu			
S-1.1	20,836	19,507	-6,38
S-1.2	20,543	19,201	-6,53
S-1.12T	18,161	17,126	-5,70
S-2.1	16,275	15,140	-6,97
S-2.2	15,658	14,545	-7,11
S-2.12T	15,873	14,838	-6,52
S-3.6	15,215	14,144	-7,04
S-3.9	15,476	14,392	-7,01
S-3.12T	14,990	13,955	-6,90

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Lw w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
S-4	14,301	13,256	-7,31
S-5	13,050	11,987	-8,15
S-6A	12,750	11,690	-8,31
S-7A	12,501	11,455	-8,37
S-7B	12,082	11,061	-8,45
Razem S	14,250	13,178	-7,52

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Ls w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
Z-1.1	22,346	20,904	-6,45
Z-1.2	22,356	20,882	-6,59
Z-1.12T	21,446	20,344	-5,14
Z-2.1	16,847	15,709	-6,76
Z-2.2	16,910	15,761	-6,80
Z-2.12T	16,880	15,847	-6,12
Z-3.6	15,653	14,584	-6,83
Z-3.9	15,812	14,731	-6,83
Z-3.12T	15,339	14,306	-6,73
Z-4	14,709	13,665	-7,09
Z-5	13,383	12,136	-9,32
Z-6	13,006	11,902	-8,49
Z-7A	12,643	11,659	-7,78
Razem Z	15,091	13,987	-7,31

Oddział we Wrocławiu			
Z-1.1	20,162	18,785	-6,83
Z-1.2	23,747	22,185	-6,58
Z-1.12T	18,149	17,047	-6,07
Z-2.1	17,102	15,953	-6,72
Z-2.2	18,053	16,861	-6,61
Z-2.12T	17,095	16,062	-6,04
Z-3.6	15,852	14,778	-6,78

Grupa taryfowa	Średnia jednostkowa płatność za gaz ziemny zaazotowany Ls w skali kraju		Zmiana [%]
	do 31 grudnia 2015 r. [gr/kWh]	do 31 grudnia 2016 r. [gr/kWh]	
Z-3.9	16,538	15,444	-6,62
Z-3.12T	16,307	15,274	-6,33
Z-4	14,646	13,600	-7,14
Z-6	12,457	11,353	-8,86
Razem Z	15,684	14,561	-7,16

Oddział w Poznaniu			
Z-1.1	22,466	21,021	-6,43
Z-1.2	22,330	20,858	-6,59
Z-1.12T	21,561	20,459	-5,11
Z-2.1	16,830	15,692	-6,76
Z-2.2	16,868	15,720	-6,81
Z-2.12T	16,873	15,840	-6,12
Z-3.6	15,649	14,580	-6,83
Z-3.9	15,809	14,729	-6,83
Z-3.12T	15,319	14,286	-6,74
Z-4	14,710	13,666	-7,09
Z-5	13,383	12,136	-9,32
Z-6	13,029	11,925	-8,47
Z-7A	12,643	11,659	-7,78
Razem Z	15,076	13,973	-7,32

Symbol grupy taryfowej	Kryterium podziału na grupy		Symbol grupy taryfowej	Kryterium podziału na grupy	
	moc [b]	roczna ilość gazu [a]		moc [b]	roczna ilość gazu [a]
Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu nie wyższym niż 0,5 MPa					
Gaz wysokometanowy			Gaz zaazotowany (S – GZ-41,5 Z – 35)		
W-1		a≤3350	S-1		a≤3650
W-2	b≤10	3350<a≤13350	S-2	b≤110	3650<a≤14600
W-3		13350<a≤88900	S-3		14600<a≤97100
W-4		a>88900	S-4		a>97100
W-5	110<b≤710	-	S-5	110<b≤590	-
W-6	710<b≤6580	-	S-6	590<b≤7290	-
W-7	b>6580	-	S-7	b>7290	-

Symbol grupy taryfowej	Kryterium podziału na grupy		Symbol grupy taryfowej	Kryterium podziału na grupy	
	moc [b]	roczna ilość gazu [a]		moc [b]	roczna ilość gazu [a]
			Z-1		a≤3200
			Z-2	b≤110	3200<a≤12800
			Z-3		12800<a≤85200
			Z-4		a>85200
			Z-5	110<b≤520	-
			Z-6	520<b≤6400	-
			Z-7	b>6400	-
Sieć dystrybucyjna o ciśnieniu wyższym niż 0,5 MPa					
W-8	b>0	-	S-8, Z-8	b>0	-
Sieć przesyłowa					
E-1A	b>0	-	Lw-1	b>0	-
E-1B	b>0	-	-	-	-
E-1C	b>0	-	-	-	-

Spadek średnich miesięcznych płatności w 2016 r. w stosunku do 2015 r., dla odbiorców w gospodarstwach domowych⁵³⁾ zakwalifikowanych do grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 1 227 kWh, wyniósł 5,93%, co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o 1,42 zł. Analogicznie, dla średniego statystycznego zużycia przez odbiorców grup W-2 i W-3 wynoszącego odpowiednio 7 127 kWh i 23 763 kWh średniomiesięczny spadek płatności wyniósł (-6,55%) i (-6,6%), tj. odpowiednio (o 6,74 zł) i (o 21,19 zł).

.....

⁵³⁾ Według cen i stawek opłat ustalonych dla grupy taryfowej W-1 rozliczani są głównie odbiorcy wykorzystujący gaz do przygotowania posiłków; w grupie W-2 rozliczani są głównie odbiorcy nabywający gaz do przygotowywania posiłków i podgrzewania wody, natomiast odbiorcy w grupie W-3 wykorzystują gaz dodatkowo do ogrzewania pomieszczeń.

3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

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

- na wniosek właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy,
- z urzędu w przypadkach określonych w art. 9h ust. 9 ustawy.

Zgodnie z art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego. W związku z powyższą regulacją przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu.

Nieprzestrzeganie powyższego przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną. W myśl art. 56 ust. 1 pkt 24a karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h świadczy usługi przesyła-

nia, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

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

Niedostosowanie się do wymogów *unbundlingu* sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle art. 56 ust. 2 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2.

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

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

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

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

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

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

że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ww. ustawy).

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

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

W ustawie – Prawo energetyczne zawarte zostały również postanowienia dotyczące niezależ-

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

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

nia, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

Ustawa – Prawo energetyczne określa również przesłanki, jakie Prezes URE zobowiązany jest uwzględnić, wydając decyzję operatorską (art. 9h ust. 7) oraz okoliczności, które obligują Prezesa URE do odmowy wyznaczenia danego przedsiębiorcy operatorem systemu (art. 9h ust. 8).

Decyzje w sprawach operatorów systemów gazowych

W 2016 r. Prezes URE wyznaczył dwóch OSD gazowych, dwóch operatorów systemu skraplania gazu ziemnego (OSGZ) oraz wydał 8 decyzji dotyczących zmiany decyzji operatorskich. Zmiany te dotyczyły zarówno operatorów podlegających zasadom *unbundlingu*, jak i operatorów zwolnionych ze stosowania tych zasad.

Decyzją z 11 maja 2016 r. Prezes URE wyznaczył spółkę Polskie LNG S.A. operatorem systemu skraplania gazu ziemnego na Terminalu LNG w Świnoujściu. Okres, na jaki Prezes URE wyznaczył ww. spółkę operatorem systemu skraplania gazu ziemnego jest tożsamy z okresem ważności koncesji, tj. do 31 grudnia 2030 r. Przyznanie koncesji oraz wyznaczenie operatorem systemu skraplania gazu ziemnego było warunkiem niezbędnym dla umożliwienia spółce Polskie LNG S.A. wykonywania działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego przy wykorzystaniu Terminalu LNG zlokalizowanego w Świnoujściu.

Według stanu na 31 grudnia 2016 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego,
- 53 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym 1 prawnie wydzielony),
- 1 operator systemu magazynowania,
- 7 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego (w tym 1 OSGZ wyznaczony został 30 grudnia 2016 r., na okres od 2 stycznia 2017 r. do 31 grudnia 2030 r.).

Na terytorium RP funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2016 r. zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP Gaz-System S.A, na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 31 grudnia 2030 r. Spółka prowadzi swoją działalność w oparciu o koncesję na przesyłanie paliw gazowych obowiązującą do 31 grudnia 2030 r.

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

Na terytorium RP według stanu na 31 grudnia 2016 r. funkcjonował OSD gazowy podlegający wy-

mogom prawnego i funkcjonalnego *unbundlingu*. Tym podmiotem była Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG S.A. Spółka ta wykonuje działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Ponadto 52 przedsiębiorstwa energetyczne wykonywały funkcje OSD o charakterze lokalnym.

W 2016 r. funkcję operatora systemu magazynowego pełniła spółka Operator Sytemu Magazynowania Sp. z o.o. (obecna nazwa: Gas Storage Poland Sp. z o.o.) wyznaczona OSM, na mocy decyzji Prezesa URE do 31 maja 2022 r. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność PGNiG S.A. Na 31 grudnia 2016 r. OSM Sp. z o.o. wykonywał swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych:

- PMG „Husów” zlokalizowanym na terenie gmin Łańcut i Markowa o pojemności magazynowej czynnej 500 mln m³,
- PMG „Wierchowice” zlokalizowanym na terenie gmin Milicz i Krośnice o pojemności magazynowej czynnej 1 200 mln m³,
- PMG „Mogilno” zlokalizowanym na terenie gmin Mogilno i Rogowo o pojemności magazynowej czynnej 594,65 mln m³, z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego,
- PMG „Swarzów” zlokalizowanym na terenie gmin Dąbrowa Tarnowska i Olesno o pojemności magazynowej czynnej 90 mln m³,

- PMG „Brzeźnica” zlokalizowanym na terenie gminy Dębica o pojemności magazynowej czynnej 65 mln m³,
- PMG „Strachocina” zlokalizowanym na terenie gmin Sanok i Brzozów o pojemności magazynowej czynnej 360 mln m³,
- PMG „Kosakowo” zlokalizowanym na terenie gminy Kosakowo o pojemności magazynowej czynnej 119 mln m³.

Zatem na koniec 2016 r. pojemność magazynowa czynna ww. PMG wynosiła łącznie 2 928,65 mln m³.

Według stanu na 31 grudnia 2016 r., Prezes URE wydał 7 decyzji przyznających status operatora systemu skraplania gazu ziemnego. Operatorami tymi są następujące podmioty: Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., DUON Dystrybucja S.A., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNiG S.A. oraz Barter S.A., Polskie LNG S.A i Blue Cold Sp. z o.o.



4. Certyfikaty niezależności

Procedura certyfikacji operatorów systemów przesyłowych, w tym odrębna procedura certyfikacji operatora systemu przesyłowego dla podmiotów kontrolowanych przez podmiot z siedzibą w państwach trzecich zostały uregulowane w art. 9h¹ i 9h² ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z przepisami, operatorem systemu przesyłowego będzie mógł zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu niezależności. Przed wydaniem certyfikatu niezależności Prezes

URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, czy kandydat na operatora lub operator spełnia wymogi, które zapewnią, że będzie działał w pełni niezależnie. Jednocześnie ustawodawca przyjął rozwiązanie, zgodnie z którym decyzje o wyznaczeniu operatora systemu przesyłowego wydane przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej pozostają w mocy.

Do ustawy – Prawo energetyczne implemmentowano dwa modele funkcjonowania operatorów systemów przesyłowych: model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU) oraz model niezależnego operatora systemu (ISO). W modelu OU (*ownership unbundling*) podmiot będący operatorem sieci jest równocześnie jej właścicielem i pozostaje on w pełni niezależny od jakiegokolwiek działalności w zakresie wytwarzania lub obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną. Natomiast w systemie ISO (*independent system operator*) system przesyłowy może pozostać własnością przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ale musi być zarządzany przez odrębne przedsiębiorstwo tj. niezależnego operatora systemu. Jednocześnie system ISO może mieć zastosowanie dla wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wyłącznie jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami, przed wydaniem decyzji w sprawie przyznania certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest zająć stanowisko w sprawie – w formie projektu decyzji – i przekazać je Komisji Europejskiej

wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełnienia warunków i kryteriów niezależności. Ponadto w przypadku, gdy zastosowanie ma procedura wskazana w art. 9h² ustawy – Prawo energetyczne wnioski do Komisji Europejskiej powinien dotyczyć również kwestii wpływu przyznania certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Jednocześnie, zgodnie z art. 3 ust. 2 rozporządzenia 715/2009, w terminie dwóch miesięcy od otrzymania opinii Komisji, krajowy organ regulacyjny przyjmuje ostateczną decyzję o certyfikacji operatora systemu przesyłowego, uwzględniając w najwyższym stopniu tę opinię. Decyzja organu regulacyjnego jest publikowana wraz z opinią Komisji.

Postępowania w sprawie przyznania certyfikatu niezależności

W 2016 r. Prezes URE nie prowadził postępowania w sprawie przyznania certyfikatu niezależności. Postępowania w tej sprawie zostały zakończone w 2014 r. i 2015 r. Ich efektem było przyznanie spółce OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu OU, tj. na własnym majątku sieciowym (2014 r.) oraz w modelu ISO, tj. na polskim odcinku gazociągu jamalskiego (2015 r.).

W związku z faktem, że decyzja przyznająca certyfikat niezależności w modelu ISO została zaskarżona do sądu przez podmiot niebędący stroną tego postępowania, Prezes URE w 2015 r. oraz w 2016 r. realizował działania w ramach zwią-

zanych z tą okolicznością postępowań sądowych. Wszystkie środki zaskarżenia użyte przez ww. podmiot zostały w 2016 r. oddalone w postępowaniach sądowych, w tym w grudniu 2016 r. Sąd Najwyższy odmówił przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej ww. podmiotu.

Ponadto w 2016 r. działania Prezesa URE związane z certyfikacją OSP koncentrowały się na monitorowaniu działań OSP mających na celu spełnienie zalecenia wskazanego w decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2016 r. oraz monitorowaniu, czy OGP Gaz-System S.A. w dalszym ciągu spełnia kryteria niezależności określone w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne.



5. Zatwierdzenie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

Operator systemu przesyłowego jest zobligowany do opracowania IRIESP, którą przedkłada Prezesowi URE celem jej zatwierdzenia. W instrukcji zawarte są zasady korzystania z sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci. W IRIESP powinna znajdować się wyodrębniona część dotycząca bilansowania systemu oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Prezes URE decyzjami z 3 lutego 2016 r. zatwierdził nową treść IRIESP dla krajowego systemu przesyłowego będącego własnością Gaz-System oraz nową treść IRIESP Systemu Gazociągów

Tranzytowych Jamał – Europa. Obie decyzje weszły w życie 1 marca 2016 r. Zmiany treści tych instrukcji miały na celu dostosowanie ich do rozporządzeń Komisji (UE), tj. rozporządzenia CAM oraz rozporządzenia BAL.

Zmiany, które nastąpiły w treści obu IRIESP, dotyczyły mechanizmów alokacji przepustowości, które zawarte są w rozporządzeniu CAM. Zgodnie z nowymi zasadami w ramach przydziału przepustowości w procedurze aukcji w punktach połączenia z systemami przesyłowymi krajów sąsiednich oraz z systemem gazociągów tranzytowych Gaz-System może oferować na zasadach ciągłych i przerywanych przepustowość powiązaną na okres do 15 lat. Dostosowano również terminy aukcji do kalendarza aukcji, który jest publikowany przez ENTSO-G. Aukcje przeprowadzane są na platformie Gaz-System Aukcje (GSA) na stronie internetowej www.aukcje.gaz-system.pl.

Instrukcje dostosowano również do rozporządzenia BAL. Zasady rozliczania niezbilansowania zostały zmienione w sposób umożliwiający uwzględnienie ceny krańcowej wyznaczonej w oparciu o transakcje zawierane na TGE S.A. Gaz-System jest zobligowany do publikowania na swojej stronie internetowej powyższych cen stosowanych do rozliczenia niezbilansowania. Zgodnie z art. 29 rozporządzenia BAL operator nie może czerpać zysków ani ponosić strat w związku z jego działalnością bilansującą, w związku z czym wprowadzona została opłata związana z neutralnością finansową bilansowania, ustalona na zasadach wynikających z decyzji Prezesa URE z 1 października 2015 r. znak nr DRR-7129-9(6)/2015/MSi/7310.

Nowa instrukcja jest dostosowana zarówno do zasad, jak i terminów przekazywania informacji o alokacjach operatywnych i niezbilansowaniu w trakcie doby gazowej znajdujących się w rozporządzeniu BAL.

Kolejną zmianą w IRIESP było wdrożenie mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednolitym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj albo strać”. Mechanizm ten ma na celu zapobieganie blokowaniu dostępu do rynku przez podmioty, które zarezerwowały zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych, a ich nie wykorzystują. Użytkownikom systemu ograniczane są prawa do renominacji dobowych, dzięki czemu uzyskuje się dodatkową przepustowość do zaoferowania w produktach dobowych i śróddziennych. Wdrożenie tego mechanizmu dla konkretnych punktów jest uwarunkowane oceną dokonaną przez ACER istnienia ograniczeń kontraktowych oraz decyzją Prezesa URE zobowiązującą operatora do rozpoczęcia stosowania tego mechanizmu. Mechanizm taki może być stosowany od 1 lipca 2016 r. W tej sprawie w 2016 r. Prezes URE przeprowadził postępowanie administracyjne i nie znalazł przesłanek do zastosowania tego mechanizmu w punktach połączeń międzysystemowych Cieszyn, Gubin, Mallnow, w których w ocenie ACER istniały ograniczenia kontraktowe.

Na terenie Polski na sieciach dystrybucyjnych gazu ziemnego działa jeden duży operator systemu dystrybucyjnego – PSG Sp. z o.o. i 52 pionowo skonsolidowanych małych operatorów systemu dystrybucyjnego o charakterze lokalnym, których sieci przyłączone są do PSG Sp. z o.o. lub opera-

tora systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A. Dostarczanie gazu do odbiorców odbywa się na zasadach określonych w IRIESD. Instrukcja największego dystrybutora, tj. PSG Sp. z o.o. podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE, natomiast instrukcje małych OSD podlegają weryfikacji przez Prezesa *ex post* pod kątem zgodności z przepisami ustawy – Prawo energetyczne.

Wypełniając obowiązek określony w art. 9g ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne PSG Sp. z o.o. przygotował w 2016 r. nowy projekt IRIESD. Po przeprowadzeniu postępowania Prezes URE zatwierdził go decyzją z 16 sierpnia 2016 r. i określił datę wejścia w życie na 1 września 2016 r.

Do najistotniejszych kwestii zmienionych w tej Instrukcji należały:

- metoda wyznaczania ceny referencyjnej gazu na potrzeby obliczania opłat i bonifikat oraz ceny referencyjnej do rozliczania korekt alokacji w procesie bilansowania (ceny te zostaną oparte na bieżących cenach rynkowych),
- uproszczenie procedur wymiany informacji pomiędzy OSD a użytkownikami systemu poprzez wprowadzenie możliwości przekazywania informacji w standardzie EDI lub poprzez portal internetowy,
- doprecyzowanie wymagań OSD w sytuacji wniosku odbiorcy o zainstalowanie dodatkowych systemów telemetrycznych oraz sposobu ustalania ilości gazu w kWh w układach przedpłatowych,
- skrócenie terminów rozpatrywania wniosków dotyczących umów dystrybucyjnych oraz świadczenia dobowych usług dystrybucyjnych,

- wprowadzenie procedur działania OSD jako podmiotu odpowiedzialnego za prognozowanie wyznaczonego zgodnie z kodeksem ds. bilansowania,
- usprawnienie procedury zmiany sprzedawcy poprzez zastosowanie oświadczeń o posiadanym przez ZUD pełnomocnictwie odbiorcy do składania w jego imieniu oświadczenia o rozwiązaniu umowy sprzedaży z dotychczasowym sprzedawcą,
- wprowadzenie zapisów dotyczących postępowania w sytuacji rezygnacji przez odbiorcę ze zmiany sprzedawcy.



6. Monitorowanie funkcjonowania operatorów

6.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji

Monitorowanie wypełniania zadań OSP

Prezes URE monitoruje wykonywanie przez OSP przypisanych mu obowiązków, w tym w szczególności związanych z dostępem stron trzecich do usług przesyłowych z zachowaniem zasady niedyskryminacji i przejrzystości oraz obowiązków sprawozdawczych.

Zakres obowiązków i zadań OSP jest uregulowany w art. 9c i 9g ustawy – Prawo energetyczne. Operator systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny m.in. za bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu.

Operator na mocy rozporządzenia 715/2009 zobowiązany jest do realizacji obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych, w szczególności wskazanych w art. 18 ww. rozporządzenia oraz w pkt 3 załącznika do rozporządzenia. Rozporządzenie to nakłada wymóg zachowania odpowiedniego poziomu przejrzystości, aby umożliwić wszystkim uczestnikom rynku równy dostęp do informacji dot. zdolności sieci, przepływów oraz utrzymywania, bilansowania oraz dostępności i wykorzystania instalacji magazynowych.

Informacje dla użytkowników publikowane są w tzw. punktach właściwych systemu, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. W 2016 r. Operator zaktualizował listę punktów właściwych systemu, które zostały zatwierdzone przez Prezesa URE decyzją z 13 lipca 2016 r. znak DRR-7129-12(16)/2015/2016/ŁWę.

OSP na podstawie art. 18 pkt 6 rozporządzenia 715/2009 publikuje na swojej stronie informacje o działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu wraz z informacją o poniesionych kosztach i uzyskanych przychodach

związanych z bilansowaniem systemu. Ponadto dostępne są dane dotyczące łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na rozpoczęcie każdego okresu bilansowania (doby gazowej) oraz prognozowanego łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na zakończenie każdej doby gazowej.

OSP oferuje niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych i na zasadach przerywanych, w przypadku ograniczeń kontraktowych, a także umożliwia użytkownikom sieci odsprzedaż bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej za-kontraktowanej zdolności na rynku wtórnym.

Zdolność wynikająca z procedury nadsubskrypcji w określonych punktach krajowego systemu przesyłowego i systemu SGT powinna być na bieżąco publikowana na stronie OSP w sytuacji istnienia w tych punktach ograniczeń kontraktowych. Ze względu na brak ograniczeń kontraktowych w 2016 r. Gaz-System S.A. nie udostępnił

Tabela 32. Połączenia z innymi systemami przesyłowymi z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych (w tym w systemie SGT)

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Całkowita zdolność przesyłowa* [mln m ³ /rok]		Zarezerwowane zdolności przesyłowe [mln m ³ /rok]		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe [mln m ³ /rok]		Przesył zrealizowany [mln m ³ /rok]
				zdolność ciągła	zdolność przerywana	zdolność przerywana	zdolność ciągła	zdolność ciągła	zdolność przerywana	
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	8 373,96	11 126,56	6 116,42	0,00	2 286,15	11 154,58	4 625,0
ONTRAS	Niemcy	Lasów rewers**	Niemcy	-	393,12	-	0,31	-	392,81	0,30
ONTRAS	Niemcy	Lasów**	Polska	393,12	393,12	140,42	0,00	252,70	393,12	11,70
ONTRAS	Niemcy	Gubin (we)**	Polska	4,37	4,37	4,37	0,00	0,00	4,37	0,00
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (we)***	Polska	1 201,20	1 201,20	604,15	0,00	583,52	1 184,06	319,70
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System/ONTRAS (wy)***	Niemcy	443,75	1 201,20	0,00	0,00	435,82	1 183,98	0,00
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers	Czechy	-	589,67	-	0,00	-	589,67	0,00
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	589,67	913,54	565,07	0,00	32,62	913,54	5,40
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	4 294,83	5 612,43	4 392,00	72,27	0,00	5 409,97	4 223,80
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	237,17	237,17	237,17	0,00	0,00	237,17	72,80
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	5 482,21	5 482,21	3 288,40	0,00	2 189,46	5 476,15	3 106,80
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice kier. Ukraina	Ukraina	-	1 466,93	-	998,95	-	245,18	901,20
ONTRAS	Niemcy	Kamminke**	Niemcy	32,76	32,76	0,00	0,00	32,76	32,76	0,00
Gascade	Niemcy	Mallnow SGT	Niemcy	29 281,11	29 281,11	30 754,72	0,00	481,07	31 235,79	27 102,60
Gascade	Niemcy	Mallow Rewers SGT	Polska	5 433,12	11 142,72	3 166,01	156,67	2 364,92	11 172,39	2 107,30
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki	Polska	31 574,54	31 574,54	33 711,13	0,00	597,05	33 780,37	32 772,00
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia Rewers***	Polska/SGT	-	5 910,88	-	0,35	-	5 939,09	0,00
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	92 774 397	123 270 187	67 769 893	0	25 330 546	123 592 698	52 062 903
ONTRAS	Niemcy	Lasów rewers**	Niemcy	-	4 383 288	-	3 432	-	4 379 856	3 432
ONTRAS	Niemcy	Lasów**	Polska	4 383 288	4 383 288	1 565 680	0	2 817 609	4 383 288	1 254 826
ONTRAS	Niemcy	Gubin (we)**	Polska	48 965	48 965	48 965	0	0	48 965	0
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System/ONTRAS (we)***	Polska	13 393 380	13 489 476	6 784 585	0	6 552 951	13 297 044	3 601 617
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System/ONTRAS (wy)***	Niemcy	4 947 757	13 489 476	0	0	4 894 238	13 296 148	0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers	Czechy	-	6 621 945	-	0	-	6 621 945	0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	6 621 945	10 259 009	6 345 754	0	366 309	10 259 009	61 009
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	48 531 607	63 420 487	49 629 600	816 692	0	61 132 636	48 122 509
Bieltransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	2 672 883	2 672 883	2 672 883	0	0	2 672 883	819 823
Bieltransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	61 784 473	61 784 473	37 060 299	0	24 675 207	61 716 223	35 024 790
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice kier. Ukraina	Ukraina	-	16 576 286	-	11 288 111	-	2 770 559	10 253 210
ONTRAS	Niemcy	Kamminke**	Niemcy	364 946	364 946	0	0	364 946	364 946	0
Niemcy	Niemcy	Mallnow SGT	Niemcy	324 434 729	324 434 729	340 762 304	0	5 330 255	346 092 559	336 295 103
Niemcy	Niemcy	Mallow Rewers SGT	Polska	60 198 970	123 461 338	35 079 440	1 735 878	26 203 269	123 790 084	23 724 644
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki	Polska	349 845 914	349 845 914	373 519 344	0	6 615 291	374 286 481	368 920 660
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia Rewers***	Polska/SGT	-	65 486 132	-	3 864	-	65 805 132	24

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

** Od 1 kwietnia 2016 r. punkty wchodzące w skład punktów wirtualnych (kontraktowych) odpowiednio GCP WY/GCP WE.

*** Punkty utworzone 1 kwietnia 2016 r.

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

przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji. Ponadto OSP nie stwierdził potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (*long-term UIOLI*).

W tab. 32 (str. 107) przedstawiono informacje dotyczące zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych krajowego systemu przesyłowego zarządzanego przez OGP Gaz-System S.A. (w tym systemu SGT).

Monitorowanie wypełniania zadań Operatora Systemu Magazynowania

Podmiotem realizującym zadania przypisane OSM jest Gas Storage Poland Sp. z o.o. Został on wyznaczony operatorem następujących instalacji magazynowych:

- Grupy Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna) obejmującej rozbudowane KPMG Kosakowo i KPMG Mogilno,
- Grupy Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok) obejmującej rozbudowany PMG Husów oraz PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica,
- PMG Wierzchowice.

Ze względu na okresy świadczenia, usługa magazynowania jest kwalifikowana jako długoterminowa, krótkoterminowa lub dobowa.

Zleceniodawca usługi magazynowania może zamówić usługi magazynowe w formie pakietu, pakietu elastycznego lub jako umowę rozdzielo-

ną. W ramach oferowanych w 2016 r. usług magazynowania wnioskowano o zdolności magazynowe wyłącznie w formie pakietów. Dla Instalacji Magazynowej lub Grupy Instalacji Magazynowych określone są odrębnie wielkości zdolności magazynowych udostępnianych w ramach świadczonych usług na warunkach ciągłych oraz przerywanych. OSM może zaproponować świadczenie usług na warunkach przerywanych w przypadku braku możliwości świadczenia ich na warunkach ciągłych, o ile dysponuje wolnymi zdolnościami magazynowymi.

Operator Systemu Magazynowania w czerwcu 2016 r. przeprowadził proces badania rynku na usługi magazynowania paliwa gazowego na lata 2017–2025. Celem było uzyskanie informacji dotyczących zapotrzebowania na usługi magazynowania paliwa gazowego w instalacjach magazynowych w najbliższych latach, a także zbadanie oczekiwań uczestników rynku pod kątem oferty produktowej. Spółka w 2016 r. na potrzeby rynku zaoferowała usługi magazynowania paliwa gazowego w zakresie nowych zdolności magazynowych w GIM Kawerna powstałych w związku z rozbudową KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo oraz procesów geologicznych w wysadzie solnym KPMG

Tabela 33. Udostępniane zdolności przesyłowe w 2016 r.

Instalacja magazynowa	Liczba pakietów	Pojemność czynna [MWh]	Moc zatlaczania [MWh/h]	Moc odbioru [MWh/h]	Lata magazynowe
Długoterminowe usługi magazynowania na warunkach ciągłych					
GIM Kawerna	10*	54 860	47,390	101,850	2016/2017
	880	4 827 680	4 170,320	8 962,800	2017-2021
GIM Sanok	390	2 139 540	924,300	2 659,020	2017-2021
IM PMG Wierzchowice	454	2 490 644	1 037,390	2 830,236	2017-2021
Długoterminowe usługi magazynowania na warunkach przerywanych					
GIM Kawerna	259	1 420 874	1 227,401	2 637,915	2016/2017
	259	1 420 874	1 227,401	2 637,915	2017-2021
GIM Sanok	1 613	8 848 918	3 424,399	5 029,334	2017-2018
	1 610	8 832 460	3 418,030	5 019,980	2018-2021
IM PMG Wierzchowice	1 576	8 645 936	2 548,392	4 077,112	2017-2021

* Zdolności magazynowe rozdysponowane w 2016 r., zaoferowane w 2015 r.

Źródło: Na podstawie danych otrzymanych od Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Mogilno. Ponadto były oferowane usługi magazynowania w zakresie zwalnianych zdolności magazynowych będących wynikiem wygasania zawartych kontraktów.

W 2016 r. udostępniane były zdolności magazynowe w GIM Kawerna, GIM Sanok oraz w PMG Wierzchowice, o czym w tab. 33.

Nowe usługi oferowane na maksymalny okres 4 lat magazynowych były zamawiane wyłącznie na okres jednego roku magazynowego.

Do OSM w 2016 r. wpłynęły 3 wnioski o zawarcie umów o świadczenie usług magazynowania (na cele handlowe). Jednemu wnioskodawcy nie zostały przydzielone zdolności magazynowe zgodnie ze złożonym zapotrzebowaniem. Wszystkie wnioski o zawarcie umów o świadczenie usług

magazynowania obejmowały zapotrzebowanie na zdolności magazynowe przeznaczone na cele handlowe. Nie wpłynął żaden wniosek w celu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

29 marca 2016 r. został zatwierdzony Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania ze zmianami wynikającymi z procesu konsultacji, które zostały przeprowadzone w okresie od 1 lutego 2016 r. do 19 lutego 2016 r. RŚUM zaczął obowiązywać 1 czerwca 2016 r.

W celu wypełniania obowiązków wskazanych w art. 19 rozporządzenia 715/2009, OSM podaje do publicznej wiadomości informacje dotyczące mechanizmów alokacji pojemności instalacji magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych, a także dotyczące udostępniania informacji oraz częstotliwości ich aktualizacji o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub w grupie instalacji magazynowych. Informacje te dostępne są również w języku angielskim na stronie internetowej Operatora Systemu Magazynowania.

Monitorowanie wypełniania zadań Operatora Systemu Skraplania

Operatorem systemu skraplania gazu ziemnego (terminalu LNG w Świnoujściu) zostało Polskie

LNG S.A. Pojemność czynna terminalu LNG w Świnoujściu jest równa 2 058 000 MWh, natomiast maksymalna moc odbioru to 82 320 MWh/h.

Zgodnie z art. 4e Prawa energetycznego przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się skraplaniem gazu ziemnego lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego przy użyciu instalacji skroplonego gazu ziemnego jest obowiązane, jeżeli jest to konieczne ze względów technicznych lub ekonomicznych, zapewniać odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług polegających na skraplaniu gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Świadczenie tych usług odbywa się na podstawie umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego. W ramach prowadzonych działań, Prezes URE monitoruje wykonywanie przez operatora przypisanych mu obowiązków.

Polskie LNG S.A. świadczy usługi regazyfikacji oraz usługi dodatkowe. Usługi regazyfikacji to usługi o charakterze pakietowym, świadczone przez operatora obejmujące wyładunek z tankowca, procesowe składowanie i regazyfikację LNG oraz dostarczenie gazu ziemnego do punktu wyjścia. Operator świadczy usługi regazyfikacji o charakterze długookresowym oraz typu *spot*.

Usługi dodatkowe obejmują przeładunek LNG do autocysterny oraz dostosowanie parametrów jakościowych zregazyfikowanego paliwa gazowego do wymogów IRIESP w zakresie obniżenia liczby Wobbego poprzez dodanie azotu. Mogą być one zamawiane jedynie przez użytkowników Terminalu LNG, korzystających z usługi regazyfikacji.

Jednakże w 2016 r. jedyną oferowaną usługą dodatkową był przeładunek LNG na autocysterny.

Zdolność terminalu LNG w Świnoujściu – instalacji do rozładunku, procesowego, składowania i regazyfikacji LNG przeznaczona na cele handlowe w 2016 r. wyniosła 6 781,29 MWh/h, natomiast instalacji do załadunku LNG na autocysterny 365 MWh/h.

W 2016 r. do operatora wpłynął wniosek o zawarcie umów o świadczenie usług regazyfikacji typu *spot*, natomiast nie było wniosków o świadczenie usług o charakterze długoterminowym. W omawianym okresie nie wystąpiła odmowa zawarcia umowy regazyfikacji. Zarezerwowana zdolność przeznaczona na cele handlowe była równa 4 401,89 MWh/h, natomiast niezarezerwowanej zdolności pozostało 2 379,4 MWh/h. Ilość importowanego LNG za pośrednictwem tego terminalu w 2016 r. była równa 12 058 815 MWh.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, Polskie LNG podaje do wiadomości publicznej szczegółowe informacje dotyczące oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi uczestnikom rynku do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji LNG, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG, informacje o ilości gazu w każdej instalacji LNG, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji LNG, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich. Publikowane dane są dostępne zarówno w zakresie danych bieżących, jak i danych archiwalnych.

Monitorowanie wypełniania zadań Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

W 2016 r. prowadzona była weryfikacja instrukcji ruchu i eksploatacji sieci operatorów gazowych, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. mali operatorzy), pod względem spełniania wymagań określonych w tej ustawie. Kontrola IRiESD małych operatorów gazowych, prowadzona w [oddziałach terenowych](#), dotyczyła następujących kwestii:

- procedury wprowadzania i aktualizacji IRiESD,
- przyłączenia sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz gazociągów bezpośrednich,
- procedury zmiany sprzedawcy,
- kontroli wybranych dodatkowych obszarów IRiESD wg kryterium najczęściej zgłaszanych problemów użytkowników systemu.

Zweryfikowano łącznie 12 instrukcji operatorów gazowych. W wyniku tej weryfikacji stwierdzono przypadki niewielkich uchybień, które zostały zgłoszone OSD w celu ich usunięcia. Nie stwierdzono natomiast nieprawidłowości dających podstawę do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne.

Postępowania w sprawie dostępu do sieci dystrybucyjnej

W ramach regulowania zasad dostępu do sieci gazowych w 2016 r. Prezes URE prowadził po-

stępowania administracyjne dotyczące zwolnienia małych OSD z obowiązku świadczenia usług dystrybucji gazu na rzecz alternatywnych sprzedawców. Art. 4h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne daje możliwość przedsiębiorstwom energetycznym zintegrowanym pionowo odmowy świadczenia usług dystrybucji na rzecz alternatywnych sprzedawców w przypadku, gdy świadczenie tych usług może spowodować dla nich trudności finansowe lub ekonomiczne związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów na zakup gazu. W toku tych postępowań nie wykazano istnienia wystarczających przesłanek do udzielenia takiego zwolnienia.

Należy także zaznaczyć, że w 2016 r. w [oddziałach terenowych](#) prowadzone były postępowania administracyjne dotyczące rozstrzygania sporów dotyczących odmowy świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych na rzecz innych sprzedawców paliwa gazowego.

6.2. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci

Prezes URE monitorował w 2016 r. warunki przyłączania podmiotów zarówno do sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej. Monitorowanie ww. warunków przyłączenia do sieci i ich realizacji odbywa się w [oddziałach terenowych URE](#) m.in. w trakcie prowadzenia postępowań wyjaśniających związa-

nych ze skargami odbiorców i podmiotów przyłączanych do sieci oraz w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci.

W zakresie odmów przyłączenia do sieci gazowej w 2016 r. do oddziałów terenowych wpłynęło łącznie 7 298 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci od operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych. Jest to znacznie wyższa liczba złożonych powiadomień o odmowach niż w 2015 r., gdzie dokonano 6 551 zgłoszeń (zwiększenie o blisko 11,5%), co świadczy o wzroście zainteresowania możliwościami korzystania przez odbiorców z gazu sieciowego, a jednocześnie informuje, że istnieje wiele obszarów słabo wyposażonych w infrastrukturę gazową.

Wszystkie zgłoszone powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię i nazwisko, nazwę podmiotu, adres, lokalizację obiektu, cel poboru gazu, planowaną wielkość poboru gazu itd.), przyczyny odmowy oraz stosowne obliczenia wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (tzw. analiza efektywności ekonomicznej).

W 5 318 przypadkach zgłoszone odmowy przyłączenia spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, a w 1 980 przypadkach odmowa spowodowana była brakiem warunków technicznych przyłączenia.

Odmowy z przyczyn ekonomicznych wynikały z negatywnych wyników przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji, w związku z koniecznością poniesienia dodatko-

wych środków finansowych na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej niezbędnej do przyłączenia nowych odbiorców (inwestycje nie były uwzględnione w aktualnych planach rozwoju danego operatora).

Wskazywanymi przez operatorów sieci dystrybucyjnej przyczynami odmów przyłączenia do sieci z powodu barku warunków technicznych były m.in.:

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

W niektórych przypadkach po przeprowadzeniu analizy tych odmów oraz w oparciu o złożone skargi przez odbiorców w tym zakresie oddziały terenowe podejmowały działania związane z przeprowadzeniem postępowań wyjaśniających, bądź na wnioski odbiorców o rozstrzygnięcie sporu prowadzone były postępowania administracyjne.

Warto nadmienić, że w [oddziale terenowym w Lublinie](#) w związku z wystąpieniem grupy podmiotów, którym operator systemu dystrybucyjnego gazowego (PSG Sp. z o.o.) odmówił zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej podjęto działania zmierzające do ustalenia, czy przedmiotowe odmowy są odmowami uzasadnionymi. W wyniku tych działań ustalono, że przyczyną odmowy przyłączenia do sieci był brak ekonomicznych warunków przyłączenia. Jednocześnie

ustalono, że obecnie dystrybutor wyraża gotowość do podjęcia negocjacji z podmiotami przyłączanymi w zakresie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej z zastosowaniem stawek za przyłączenie, o których mowa w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne (stawek pozataryfowych), co było wyrazem zmiany stanowiska tego przedsiębiorstwa w zakresie możliwości stosowania tego przepisu, bowiem dotychczas w przypadkach, które były przedmiotem badania przez Prezesa URE, przedsiębiorstwo energetyczne wyrażało pogląd, że nie rozważa w żadnym przypadku możliwości zawarcia umowy o przyłączenie z zastosowaniem przepisu art. 7 ust. 9 ww. ustawy. Dodatkowo, w wyniku powyższych działań ustalono, że operator systemu dystrybucyjnego m.in. na terenie województwa podlaskiego podejmuje działania zmierzające do zwiększenia stopnia gazyfikacji poszczególnych miejscowości poprzez opracowanie i wdrożenie projektu gazyfikacji. Dodatkowo, w ramach rozstrzygania sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej oceniano zasadność tych odmów w świetle przesłanek określonych w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Dokonywanie napraw sieci

Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci gazowej i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci jest realizowane przez oddziały terenowe w sposób ciągły na podstawie informacji nadsyłanych m.in. przez odbiorców oraz

przedsiębiorstwa energetyczne. W szczególności odbywa się poprzez analizę przesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zawiadomień o odmowach przyłączania do sieci gazowej oraz przy rozpatrywaniu skarg odbiorców.

W 2016 r. na terenie działania [oddziału terenowego w Katowicach](#) w województwie śląskim i świętokrzyskim nie odnotowano awarii sieci gazowej o znaczącym rozmiarze bądź nietypowym charakterze. Jednakże 25 października 2016 r. ok. godz. 12:30 miała miejsce awaria sieci gazowej średniego ciśnienia DN 32 PE w miejscowości Rudziczka przy ul. Woszczyckiej 20 (gmina Suszec). Awaria spowodowana została uszkodzeniem gazociągu przez firmę zewnętrzną podczas prac ziemnych. Do czasu zabezpieczenia awarii ewakuowana została szkoła (ok. 250 osób) przez Straż Pożarną, która również zainstalowała kurtynę wodną – w celu zabezpieczenia miejsca awarii. Pogotowie Gazowe o godz. 13:00 zamknęło 4 zasuwy na sieci średniego ciśnienia – odcinając miejsce awarii. Z powodu konieczności zabezpieczenia miejsca awarii przez wyłączenie uszkodzonej części sieci gazowej średniego ciśnienia, na czas usuwania awarii wyłączonych zostało 58 odbiorców indywidualnych oraz szkoła podstawowa. Uszkodzona część sieci została wymieniona – prace umożliwiające nagazowanie sieci i „uruchomienie odbiorców” zostały zakończone o godz. 17:40 tego samego dnia. Sukcesywne przywracanie dostaw do odbiorców trwało do ok. godz. 22:00. 26 października 2016 r. przeprowadzono prace porządkowe w miejscu wcześniejszej awarii i zakończono wszystkie czynności związane z obsługą zdarzenia.

W 2016 r. wszystkie występujące awarie sieci gazowej PSG Sp. z o.o. zostały usunięte.

W zakresie właściwości miejscowej **oddziału terenowego w Krakowie** w 2016 r. wystąpiły awarie sieci operatora sieci dystrybucyjnej gazowej w łącznej liczbie 5 236, w tym 2 556 awarii w województwie małopolskim oraz 2 680 awarii w województwie podkarpackim. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego w 2016 r. wyniósł dla województwa małopolskiego 248 982,72 godz., zaś w województwie podkarpackim 49 908,10 godz. Liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego wyniosła 26 068, w tym w województwie małopolskim – 12 754, a w województwie podkarpackim – 13 314. Wszystkie stany awaryjne zostały usunięte. Naprawy polegały na wymianie uszkodzonych lub nieszczelnych odcinków gazociągów, wymianie bądź doszczelnieniu armatury gazowej oraz usunięciu przyczyn niedrożności gazociągów. Należy zauważyć, że stany awaryjne wynikają głównie z czynników zewnętrznych, w tym działalności osób trzecich. Jedną z najpoważniejszych awarii w województwie małopolskim miała miejsce 20 października 2016 r. o godz. 15:00 w miejscowości Nowy Sącz, ul. Lachów Sądeckich 16. Nieszczelność na gazociągu DN 80 spowodowana była pęknięciem spoiny, wobec czego wstawiono nowy odcinek gazociągu, a o godz. 19:30 zakończono prace i przystąpiono do wznowienia gazu do 415 odbiorców, którzy byli wyłączeni w związku z tą awarią. Drugą z najpoważniejszych awarii miała miejsce 22 grudnia 2016 r. o godz. 15:17 w miejscowości Mszana Górna 337. W celu naprawy przystąpiono do wymiany uszkodzonego ga-

zociągu DN 90 średniego ciśnienia, tego samego dnia o godz. 23:52 zakończono prace i przystąpiono do wznowienia dostawy gazu do 400 odbiorców paliwa gazowego, którzy byli wyłączeni wskutek tej awarii.

W zakresie właściwości miejscowej **oddziału terenowego we Wrocławiu** w 2016 r. wystąpiły awarie sieci operatora sieci dystrybucyjnej gazowej. W województwie dolnośląskim liczba awarii wyniosła 256; łączny czas przerw w dostawie gazu wyniósł 27 166 godzin, a liczba odbiorców pozbawionych paliwa gazowego wyniosła 4 295. Natomiast na terenie województwa opolskiego czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców w wyniku awarii wyniósł 7 704 godzin, a łączna liczba odbiorców pozbawionych gazu wyniosła 5 319. W sytuacji wystąpienia awarii operator systemu dystrybucyjnego podejmuje natychmiastowe działania, które mają na celu zabezpieczenie miejsca zdarzenia oraz przywrócenie sprawności technicznej sieci gazowej. W przypadku zdarzeń awaryjnych powodujących przerwę w dostawie paliwa gazowego do odbiorców, podstawowym założeniem działań PSG jest wznowienie dostawy paliwa gazowego w najkrótszym możliwym czasie przy jednoczesnym zachowaniu wymogów bezpieczeństwa.

Natomiast **oddział terenowy w Szczecinie** na bieżąco monitoruje stany awaryjne sieci gazowych na obszarach działania operatorów w województwie lubuskim i zachodniopomorskim. W 2016 r. wystąpiły awarie sieci lokalnych operatorów dystrybucyjnych w łącznej liczbie 208. Czas trwania przerw w dostawie gazu w roku sprawozdawczym wyniósł łącznie 900 godzin. Przerwy w dostawach

paliwa gazowego dotyczyły 1 283 odbiorców przyłączonych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych. Awarie wynikały głównie z czynników zewnętrznych, np. prowadzonych prac ziemnych przez firmy budowlane lub drobnych awarii infrastruktury technicznej.

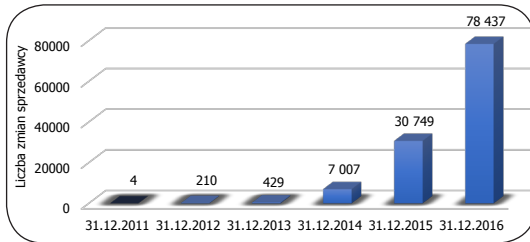
6.3. Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy

Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 Prawa energetycznego, oznacza możliwość korzystania przez odbiorcę z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy. Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. Liczba zmian sprzedawcy to prosty, ale miarodajny miernik rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. W związku z tym Prezes URE kwartalnie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. Na swobodę wyboru sprzedawcy wpływa kilka istotnych czynników, m.in. stopień świadomości klientów i ich motywacja do zmiany sprzedawcy, a także łatwość dokonania zmiany czy liczba konkurencyjnych ofert dostępnych na rynku.

Analiza danych zebranych na podstawie wypełnionych przez OSP (OGP Gaz-System S.A.), Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., a także innych operatorów systemów dystrybucyjnych ankiet kwartalnych wskazuje na wyraźny wzrost odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach

2011–2016, w szczególności w samym 2016 r. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, natomiast liczba zmian od początku ich monitorowania do końca 2016 r. wyniosła aż 78 437. Poniższy rysunek pokazuje dynamikę zmian sprzedawcy (wg liczby przełączeń) w poszczególnych latach.

Rysunek 37. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych OSP i OSD.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 78 437 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2016 r. zdecydowana większość, bo aż 72 964 dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W 1-4, czyli głównie mniejszych odbiorców, w szczególności osób w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją w ostatnim czasie przez niektórych sprzedawców kampanii reklamowych, a także poprzez sprzedaż bezpośrednią tzw. sprzedaż „door to door”, dedykowanych tej grupie odbiorców, jak również stopniowemu wchodzeniu na rynek nowych sprzedawców, co skutkuje zwiększeniem konkurencji i uatrakcyj-

nieniem oferty dla odbiorców. Możliwość przedstawiania konkurencyjnych ofert daje także sprzedawcom formuła ceny maksymalnej pozwalająca na przygotowywanie atrakcyjnych ofert poniżej zatwierdzonych przez Prezesa URE cen taryfowych. Wzrost zainteresowania konsumentów w tematyce zmiany sprzedawcy na rynku gazu widoczny jest również w intensyfikacji w omawianym roku zapytań telefonicznych kierowanych do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych – komórki działającej w strukturach URE, której celem jest informowanie konsumentów o przysługujących im prawach na rynkach energii, ale również o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych (więcej na ten temat w dalszej części Sprawozdania).

Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest fakt, by OSD posiadał możliwie największą liczbę podpisanych umów o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego (Umów Ramowych). Umowy Ramowe, zawierane pomiędzy operatorem a sprzedawcą, warunkują prowadzenie przez sprzedawcę paliwa gazowego działalności na terenie danego OSD. Umowa ta określa warunki funkcjonowania sprzedawcy na terenie operatora oraz jego współpracy z tym operatorem. Z końcem 2016 r. 134 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 80 posiadało również umowy z OSD.

Niezwykle istotnym, w szczególności dla odbiorców z grupy gospodarstw domowych jest fakt, że przepisy dotyczące rynku gazu nie zawierają uregulowań odnoszących się do obowiązku realizacji dostaw paliwa gazowego w sytuacji zaprzestania

sprzedaży przez wybranego sprzedawcę, gwarantujących ochronę odbiorców, decydujących się na zmianę. Brak regulacji tzw. „sprzedaży rezerwowej” może powodować po stronie odbiorcy ryzyko w sytuacji zaprzestania prowadzenia działalności przez wybranego sprzedawcę.

6.4. Ocena realizacji Programów Zgodności

Na rynku paliw gazowych funkcjonują dwa podmioty zobowiązane do posiadania Programów Zgodności i przedstawiania Prezesowi URE sprawozdań z ich realizacji. Pierwszym przedsiębiorstwem jest operator systemu magazynowania Gas Storage Poland Sp. z o.o., a drugim – operator systemu dystrybucyjnego PSG Sp. z o.o. Oba podmioty wchodzi w skład grupy kapitałowej PGNiG S.A.

Zarówno PSG Sp. z o.o., jak i Gas Storage Poland Sp. z o.o. opublikowały swoje Programy Zgodności na stronach internetowych, na których opublikowane są również: adres e-mail i telefon do Inspektora ds. zgodności w celu ułatwienia z nim kontaktu wszystkich użytkowników systemu. Za dobrą praktykę zastosowaną w Gas Storage Poland Sp. z o.o. należy uznać udostępnienie na stronie internetowej Programu Zgodności również w angielskiej wersji językowej, co stanowi ułatwienie dla zagranicznych użytkowników systemu w interpretacji postanowień tego programu.

W 2016 r. zarówno OSD, jak i OSM nie stwierdził przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Nie wpłynęły również skargi dotyczące stosowania po-

stanowień programu zgodności, jak i zawiadomienia o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

Kluczową rolę w realizacji Programów Zgodności obu operatorów pełnił Inspektor ds. zgodności. Obecnie w PSG Sp. z o.o. Inspektor podlega bezpośrednio zarządowi i nie łączy swojej funkcji z innymi stanowiskami występującymi w OSD, co należy uznać za dobrą praktykę. W 2016 r. Inspektor ten kontynuował swój udział w pracach zespołu ds. zarządzania ryzykiem antymonopolowym w przedsiębiorstwie OSD. Dokonywał interpretacji postanowień Programu Zgodności, przedstawiając rekomendacje dotyczące sposobu rozstrzygnięcia poszczególnych spraw. W sprawozdaniu za 2016 r. wskazano na wzrost roli Inspektora ds. zgodności w opiniowaniu zdarzeń z obszaru niezależności operatorskiej. Ponadto, do zadań Inspektora należała kontrola nad przepływem informacji pomiędzy OSD a spółkami z grupy kapitałowej PGNiG S.A. W Gas Storage Poland Sp. z o.o. Inspektorem ds. zgodności jest adwokat stale współpracujący ze spółką. W 2016 r. do jego zadań należało m.in. prowadzenie szkoleń dla pracowników spółki z zakresu znajomości Programu Zgodności i ocena jego przestrzegania.

Kolejnym istotnym obszarem objętym monitorowaniem Prezesa URE w zakresie realizacji Programów Zgodności jest ochrona danych sensorywnych. W PSG Sp. z o.o. ochronę tę realizowano w spółce w obszarach: administracyjnym, teleinformatycznym i ochrony fizycznej. Główne wysiłki dotyczyły efektywnego stosowania wdrożonych aktów prawnych oraz rozwoju bezpieczeństwa teleinformatycznego.

Działania zmierzające do ochrony informacji sensorywnych podejmował również Gas Storage Poland Sp. z o.o. Do najważniejszych rozstrzygnięć w tym zakresie podjętych w 2016 r. należą:

- powołanie w spółce wyodrębnionej jednostki organizacyjnej właściwej w sprawach ochrony informacji niejawnych (pion ochrony),
- wyznaczenie w spółce administratora bezpieczeństwa teleinformatycznego,
- wprowadzenie do stosowania instrukcji ochrony tajemnicy przedsiębiorstwa oraz odpowiednie dostosowanie obowiązującej polityki bezpieczeństwa informacji do postanowień ww. dokumentu.



7. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

7.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych

W 2016 r., podobnie jak w 2015 r., wszystkie planowane gazowe połączenia transgraniczne pomiędzy Polską i innymi państwami UE posiadały status projektów wspólnego zainteresowania. Oznacza to, że zostały zaaprobowane na poziomie rządowym i przysługiwały im pewne szczególne uprawnienia dotyczące zarówno ułatwień w ich budowie, jak i dostęp do szczególnych form wsparcia finansowego w ramach transgranicznej alokacji kosztów oraz instrumentu CEF.

Projekty te zostały umieszczone na tzw. drugiej liście PCI, ogłaszanej w formie załącznika do delegowanego rozporządzenia Komisji Europejskiej zmieniającego rozporządzenie 347/2013. Stosowny aneks został opublikowany 18 listopada 2015 r. i obejmował wszystkie nieukończone projekty znajdujące się na wcześniejszej – pierwszej liście, jednocześnie nie dokonano uzupełnienia listy o dodatkowe projekty.

Rozporządzenie 347/2013 nakłada na krajowy organ regulacyjny szereg obowiązków, które w 2016 r. dotyczyły przede wszystkim monitorowania ich realizacji i tam, gdzie było to wymagane, wspierania procesu wdrażania. Stan taki wynikał przede wszystkim z faktu, że pod koniec 2015 r. zakończono selekcję projektów w ramach drugiej listy PCI i wszystkie projekty były kontynuacją projektów pierwszej listy, co determinowało stopień ich rozpoznania, zaawansowania i w konsekwencji aktywność regulatora.

Rozporządzenie 347/2013 określa tzw. korytarze priorytetowe i obszary tematyczne oraz definiuje procedury i kryteria pozwalające na włączenie projektów inwestycyjnych na listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (ang. *Projects of Common Interest* – PCI). Aby uzyskać status PCI i znaleźć się na takiej liście projekty inwestycyjne muszą spełniać m.in. następujące warunki: powinny przynosić korzyści co najmniej dwóm państwom członkowskim, przyczyniać się do integracji rynków i wzmocnienia konkurencji oraz zwiększania bezpieczeństwa dostaw, a także zmniejszania emisji dwutlenku węgla. Zgodnie z założeniami inwestycje w nowe gazo-

ciągi mogą liczyć na wsparcie na poziomie unijnym i krajowym. Rozporządzenie przewiduje m.in. ułatwienia i zachęty inwestycyjne dla projektodawców tzw. promotorów projektów, w tym przyspieszoną ścieżkę uzyskiwania pozwoleń i decyzji środowiskowych. Dodatkowo rozporządzenie przewiduje, że – w przypadku projektów spełniających ustalone kryteria – koszty inwestycyjne niemożliwe do pokrycia przez operatorów, w określonym zakresie, będą pokrywane ze środków operatorów innych państw członkowskich, odnoszących korzyści z ich realizacji, jak również z funduszy unijnych (*Connecting Europe Facility* – CEF).

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

Pierwszą kategorię projektów transgranicznych stanowią projekty, w stosunku do których zostały wydane decyzje na podstawie art. 12 rozporządzenia 347/2013⁵⁴⁾:

1) Projekt połączenia gazowego Polska-Czechy

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

wania projektu, projektodawca przedkłada wniosek w sprawie inwestycji po konsultacji z operatorami systemów przesyłowych z państw członkowskich, którym projekt przynosi znaczące pozytywne skutki netto. W przypadku projektów uwzględnionych w pierwszej liście unijnej projektodawcy składają wniosek w sprawie inwestycji do 31 października 2013 r.

2) Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja

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

3) Projekt połączenia gazowego Polska-Litwa

Projekt ten został wpisany na listę PCI jako element priorytetowego korytarza o nazwie Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu. Jednocześnie, określony został w pkt 8.5. rozporządzenia jako tzw. klaster – „Rozbudowa infrastruktury we wschodniej części Morza Bałtyckiego”, obejmujący połączenie Polska-Litwa, znane jako GIPL (ang. *Gas Interconnection Poland – Lithuania*). Realizacja ww. projektu, poprzez budowę dwukie-

⁵⁴⁾ Zgodnie z art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, niezwłocznie po osiągnięciu odpowiedniego stopnia zaawanso-

runkowego i efektywnego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Litwą, ma na celu zapewnienie integracji rynków krajów bałtyckich. Planowany gazociąg ma osiągnąć długość 534 km, z tego po stronie polskiej – 357 km gazociągu i 177 km po stronie litewskiej. Punkt początkowy pierwotnie planowano w miejscowości Rembelszczyzna (PL), a końcowy w Jauniunai (LT). Początkowa przepustowość ma wynieść 2,4 mld m³ rocznie w kierunku z Polski na Litwę. Przepustowość w przeciwnym kierunku (w kierunku z Litwy do Polski) jest wyznaczona na 1,0-1,7 mld m³ rocznie. W 2016 r. wprowadzono zmiany w projekcie, o czym w dalszej części Sprawozdania.

Decyzje w sprawie projektów, o których mowa powyżej, wywierają szereg implikacji, w tym finansowych, związanych z wdrażaniem objętych nimi projektów. Rozporządzenie 347/2013 m.in. dopuszcza, aby zainteresowane krajowe organy regulacyjne (lub ACER w ich zastępstwie) w swoich decyzjach ustaliły w jakiej wysokości nakłady inwestycyjne, powstające w ramach projektu w jednym państwie członkowskim, będą pokrywane przez operatorów systemów przesyłowych państw osiągających korzyści z projektu. Uwzględniane są w nich koszty i korzyści związane z projektami w zainteresowanych państwach członkowskich o charakterze gospodarczym, społecznym i środowiskowym, a także ewentualne potrzeby w zakresie wsparcia finansowego. Oznacza to, że w określonych przypadkach wskazane rozporządzenie dopuszcza możliwość pokrywania kosztów inwestycyjnych związanych z realizacją projektu w jednym państwie członkowskim, z opłat taryfo-

wych za dostęp do sieci w państwach członkowskich, w których projekt generuje skutki pozytywne netto. Warunki pokrywania tych kosztów przez poszczególnych operatorów systemów przesyłowych są ustalane w skoordynowanych decyzjach inwestycyjnych, wydawanych przez organy regulacji energetyki (NRA) zainteresowanych państw członkowskich. Niezależnie od tego, wskazane decyzje są warunkiem ubiegania się o środki wsparcia z określonych funduszy UE.

Drugą kategorię projektów transgranicznych stanowią projekty, wobec których dotychczas nie wydawano decyzji o transgranicznej alokacji kosztów na podstawie art. 12 rozporządzenia 347/2013. Należą do nich:

1) Projekt połączenia gazowego Baltic Pipe

Projekt ten został wpisany na listę PCI jako element priorytetowego korytarza o nazwie „Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu”. Jednocześnie, określony został w pkt 8.3. załącznika I do rozporządzenia jako tzw. projekt Baltic Pipe. W jego skład wchodzi następujące elementy: gazociąg podmorski łączący systemy przesyłowe Polski i Danii, gazociągi wewnętrzne stanowiące rozbudowę systemu polskiego, duńskie gazociągi wewnętrzne oraz gazociąg podmorski łączący duński system przesyłowy z norweskim gazociągiem służącym do transportu wydobywanego gazu do Europy.

Pierwszoplanowym celem tego projektu jest zapewnienie dostępu do źródeł gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego i jego transport do Polski

oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Realizacja ww. projektu, poprzez budowę w szczególności dwukierunkowego i efektywnego połączenia gazowego pomiędzy Polską a Danią, a także innych projektów uzupełniających, wchodzących w skład klastra, ma również na celu zapewnienie integracji rynków krajów bałtyckich oraz zmniejszenie zależności od dominującego dostawcy gazu do Europy i zabezpieczenie dostaw w przypadku ograniczeń dostaw z kierunku wschodniego. W związku z istnieniem kilku wariantów przebiegu gazociągu jego długość będzie znana po wyborze optymalnego wariantu, co ma nastąpić w 2017 r. Zakładana przepustowość ma wynieść 10 mld m³ rocznie w kierunku do Polski. Przepustowość w przeciwnym kierunku jest wyznaczona na ok. 3 mld m³ rocznie. Zakładany termin realizacji projektu to 2022 r.

2) Projekt zwiększenia przepustowości terminalu LNG w Świnoujściu w Polsce

Projekt ten został wpisany na listę PCI jako element priorytetowego korytarza nr 8 o nazwie „Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu”. Jednocześnie, określony został, począwszy od pierwszej listy PCI – w pkt 8.7. załącznika I do rozporządzenia.

W kontekście omawiania projektów transgranicznych warto przywołać również projekt, który figurował na pierwszej liście PCI i był wskazany w pkt 8.8. załącznika I do rozporządzenia delegowanego Komisji Europejskiej nr 1391/2013 z 14 października 2013 r. zmieniającego rozporządzenie 347/2013. Projekt wspólnego zainteresowania pn. „Rozbudowa punktów wejścia

Lwówek i Włocławek do gazociągu Jamał-Europa w Polsce” został zrealizowany i nie znalazł się na drugiej liście PCI z 18 listopada 2015 r.

W odniesieniu do projektu Polska-Czechy, Prezes URE w 2016 r. prowadził działania będące kontynuacją i następstwem wydanej 24 czerwca 2014 r. decyzji w sprawie *transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącej realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Czechy*. Wydając decyzję, Prezes URE uznał wspólny wniosek inwestycyjny polskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. oraz czeskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – Net4Gas s.r.o. o skoordynowane podjęcie decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu połączenia gazowego Polska-Republika Czeska, a także o jej uwzględnienie w taryfach dla usług przesyłania paliw gazowych, za uzasadniony. Jednocześnie zaakceptował sposób rozliczania i uwzględniania w taryfach przesyłowych OGP Gaz-System S.A. wzajemnych gwarancji, których celem było ograniczenie ryzyka inwestycyjnego dotyczącego budowy połączenia po obydwu stronach granicy. Symetryczna decyzja, uzgodniona z Prezesem URE i skierowana do czeskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – Net4Gas s.r.o. – została również wydana przez Regulatora Republiki Czeskiej.

Należy nadmienić, że projekt zakładał pozyskanie brakującej części kwoty niezbędnej na realizację przez OGP Gaz-System S.A. na terenie Polski wskazanego gazociągu z przychodów pochodzących ze środków UE z funduszu Connecting Europe Facility. Tak więc wydanie decyzji w sprawie wnio-

sku inwestycyjnego warunkowało ubieganie się przez operatorów o wsparcie finansowe z tego źródła, co zgodnie z założeniami ma ograniczyć skutki taryfowe planowanego połączenia przenoszone na użytkowników sieci. W rezultacie polski operator systemu przesyłowego wraz z operatorem czeskim Net4Gas s.r.o., uzyskał wsparcie finansowe z funduszu „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility*). Stosowna umowa trójstronna z unijną Agencją Wykonawczą ds. Innowacyjności i Sieci (*Innovation Network Executive Agency – INEA*) w sprawie pomocy finansowej UE dla projektu pod nazwą „Prace przygotowawcze dla projektu połączenia międzysystemowego Polska – Czechy [Stork II] pomiędzy Libhošť (CZ) – Hať (CZ-PL) – Kędzierzyn (PL)” została podpisana w maju 2015 r. Na podstawie ww. umowy projektowi przyznano wsparcie finansowe na prace projektowe w wysokości 1,5 mln euro. Podkreślić trzeba, że prace przygotowawcze w ramach projektu uzyskały najwyższy stopień dofinansowania dla prac studialnych, czyli 50%. Ponadto w lipcu 2015 r. Komisja Europejska zdecydowała również o wsparciu finansowym dla realizacji prac budowlanych w wysokości 62,6 mln euro (kwota ta ma zostać rozdysponowana pomiędzy promotorów projektu).

Działania Prezesa URE w 2016 r. w odniesieniu do projektu zasadniczo odnosiły się do monitorowania jego wdrażania. Należy przy tym przypomnieć, że w 2016 r. – na poziomie EU – nastąpiła intensyfikacja dyskusji dotyczącej realizacji gazociągu Nord Stream 2 i gazociągów powiązanych, takich jak EUGAL, stanowiących przedłużenie części podmorskiej Nord Streamu i mających transpor-

tować gaz pochodzący z kierunku wschodniego na obszarze lądowym UE. Taka sytuacja nie pozostała bez wpływu na stanowiska operatorów systemów przesyłowych, którzy w procesie przygotowywania planów implementacyjnych własnych projektów są zobligowani do uwzględniania wszelkich okoliczności, a do takich właśnie – i to o bardzo istotnym znaczeniu – zalicza się pojawienie zdarzeń wydatnie zwiększających prawdopodobieństwo powstania znaczących projektów, skutkujących pojawieniem się nowych wolumenów gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej.

Z powodu zaistniałej sytuacji operatorzy podjęli prace nad aktualizacją analiz i dostosowaniem strategii do nowych okoliczności. W następstwie tego w 2016 r. w odniesieniu do projektu połączenia międzysystemowego pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Czech, noszącego roboczą nazwę Stork 2, nie odnotowano większych postępów.

Operatorzy prowadzili prace nad wzajemnymi umowami mającymi uregulować wszelkie sprawy dotyczące realizacji i późniejszego funkcjonowania połączenia (w tym m.in. w odniesieniu do aspektów technicznych operatorzy muszą dokonać wspólnych ustaleń dotyczących wyposażenia stacji pomiarowej w aparaturę pomiarową i układy transmisji danych, natomiast w odniesieniu do aspektów finansowych uszczegółowić i skonkretyzować zakres działania mechanizmu gwarancyjnego, wynikającego ze skoordynowanej decyzji organów regulacyjnych w sprawie transgranicznej alokacji kosztów).

Taki stan przekłada się na ryzyko oddania do użytkowania gazociągu Stork 2 w późniejszym ter-

minie niż pierwotnie zakładano, tj. do końca 2018 r. Stosowną informację o ryzykach realizacji ww. projektu, z uwzględnieniem ryzyk dotyczących terminarza, Prezes URE pozyskał w 2016 r. w raporcie z wdrażania projektu Stork 2, otrzymanym w ramach prowadzonego monitoringu. Raport nie przesądzał zakresu zmiany harmonogramu, pozwolił jednak na zdiagnozowanie ryzyka, które odnosi się do 60-kilometrowego odcinka Kędzierzyn-Granica Państwa wraz z węzłem i stacją pomiarową Kędzierzyn. Natomiast nie dotyczy pozostałej części projektu, obejmującej wzmocnienie wewnętrznego systemu przesyłowego Polski poprzez budowę sieci o łącznej długości 194 km wraz ze stacją sprężania o mocy 11,5 MW.

W odniesieniu do projektu Polska-Słowacja Prezes URE monitorował w 2016 r. prace w zakresie wdrażania wydanej 28 listopada 2014 r. przez siebie decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów ponoszonych przez OGP Gaz-System S.A. dotyczącej realizacji projektu połączenia gazowego Polska-Słowacja. W celu wsparcia oceny i realizacji inwestycji, przedstawiciele Prezesa URE włączeni byli również w prace Grupy Roboczej powołanej 22 listopada 2013 r. na mocy umowy międzyrządowej „Umowa między Rządem RP a Rządem Republiki Słowackiej o współpracy na rzecz realizacji projektu gazociągu łączącego polski i słowacki system przesyłowy”.

W 2016 r. odbyło się spotkanie grupy, w ramach którego dokonano analizy wyników konkursu o dofinansowanie projektów z CEF, w którym Połączenie Polska-Słowacja nie zostało przewidziane do otrzymania dofinansowania z uwagi na zbyt małą liczbę

punktów oraz uzyskanie ocen cząstkowych poniżej wymaganego minimum punktowego w 3 spośród 7 ocenianych obszarów: *maturity of action, need to overcome financial obstacles, stimulative effect of the CEF financial assistance*. Stwierdzono, że nie nastąpiły żadne znaczące opóźnienia w realizacji projektu, natomiast niezbędne będzie podjęcie dodatkowych wysiłków celem wyeliminowania przeszkód uniemożliwiających pozyskania dofinansowania projektu ze środków UE, co po stronie polskiej m.in. wymaga przeprowadzenia procedury open-season. Stosowna procedura została opracowana z udziałem Prezesa URE i przeprowadzona po ostatecznym zatwierdzeniu przez regulatorów. Wymagało to jej uprzedniego uzgodnienia ze stroną słowacką w celu zapewnienia równych i niedyskryminacyjnych warunków dla zainteresowanych stron po obu stronach granicy.

W odniesieniu do projektu Polska-Litwa aktywność Prezesa URE w 2016 r., w znacznej mierze, dotyczyła wdrażania decyzji ACER z 11 sierpnia 2014 r. Nr 01/2014 dotyczącej wniosku inwestycyjnego o transgraniczną alokację kosztów w zakresie projektu wspólnego zainteresowania połączenia gazowego Polska-Litwa Nr 8.5. (dalej: GIPL)⁵⁵,

⁵⁵ Organem regulacyjnym nie udało się w przewidzianym rozporządzeniem czasie uzgodnić wspólnego stanowiska i w myśl postanowień art. 12 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, przekazano sprawę do rozpatrzenia przez ACER – „jeżeli zainteresowane krajowe organy regulacyjne nie są w stanie osiągnąć porozumienia w kwestii wniosku inwestycyjnego w terminie sześciu miesięcy od dnia, w którym wniosek otrzymał ostatni z zainteresowanych krajowych organów regulacyjnych, niezwłocznie informują o tym Agencję. W takim przypadku lub na wspólny wniosek zainteresowanych krajo-

oraz związanych z tym działań na rzecz ograniczenia ryzyk towarzyszących projektowi.

W odniesieniu do ww. projektu Prezes URE prowadził z OGP Gaz-System S.A. dialog dotyczący ewentualnych działań wspierających jego wdrażanie.

W prezentowanych w 2016 r. stanowiskach regulator wskazywał, że projekt z uwagi na jego ogólnoeuropejskie znaczenie zasługuje na poparcie. Niemniej w sytuacji, w której skutki pozytywne netto projektu, zidentyfikowane przez projektodawców, tj. Gaz-System i Amber Grid a następnie przez ACER ww. decyzji, odnoszą się do Litwy, Łotwy i Estonii, podczas gdy Polska ponosi koszty w ujęciu netto (przewaga kosztów nad korzyściami), uzasadnione jest oczekiwanie, aby projekt był neutralny dla odbiorców gazu w Polsce. Wskazano również,

wych organów regulacyjnych decyzję w sprawie wniosku inwestycyjnego, obejmującą transgraniczną alokację kosztów, a także w sprawie sposobu odzwierciedlenia kosztu inwestycji w wysokości opłat taryfowych podejmuje Agencja (ACER) w terminie trzech miesięcy od daty przekazania sprawy Agencji”. W rezultacie, 11 sierpnia 2014 r. ACER wydała decyzję nr 01/2014 w sprawie wniosku inwestycyjnego o transgraniczną alokację kosztów projektu wspólnego zainteresowania, tj. połączenia gazowego Polska-Litwa. Zgodnie z ww. decyzją, ACER dokonała rekalkulacji analizy kosztów i korzyści przedłożonej przez promotorów projektu oraz oceniła przedłożony projekt pod względem m.in. dopuszczalności projektu, w tym przeprowadzonych konsultacji z operatorami krajów sąsiednich, których projekt dotyczy, stopnia zaangażowania oraz dojrzałości. W decyzji ACER zidentyfikowano Polskę jako kraj ponoszący koszty (tzw. ujemny zysk netto), natomiast beneficjentami netto zostały: Litwa, Łotwa i Estonia. W związku z powyższym – jak wskazano w decyzji – kwoty ryczałtowe powinny być wypłacane przez OSP państw członkowskich, na które projekt ma znaczący pozytywny wpływ netto, czyli Litwę, Łotwę i Estonię, do OSP państwa członkowskiego z negatywnym wpływem netto z realizacji projektu, tj. Polski.

że art. 12 ust. 1 rozporządzenia 347/2013 definiuje obowiązek dotyczący uwzględnienia kosztów projektów wspólnego zainteresowania w opłatach taryfowych w stosunku do operatorów państw, w których projekt generuje skutki pozytywne netto, a takie nie dotyczą Polski. Należy przypomnieć, że w ramach przeprowadzonych w latach ubiegłych analiz oceny wpływu realizacji projektu na taryfę operatora oszacowano, że przy założeniu przepływu gazu na poziomie odpowiadającym 20% wykorzystania technicznej przepustowości gazociągu stawki przesyłowe OGP Gaz-System S.A. wzrosłyby o 7,7% a w przypadku braku przepływu o 9,7%⁵⁶).

W związku z takim stanem rzeczy Prezes URE postulował, aby promotorzy projektu, OGP Gaz-System i Amber Grid, podjęli stanowcze działania, prowadzące do zamknięcia finansowego projektu GIPL i umożliwiające jego realizację, w sposób zapewniający neutralność tego projektu dla odbiorców w Polsce. Zadeklarował przy tym wolę wdrażania decyzji ACER z uwagi na ogólnoeuropejskie cele, jakie przynosi realizacja tego projektu oraz zwrócił się o przekazywanie wszelkich informacji na temat okoliczności związanych z jego wdrażaniem, w tym napotkanych problemów oraz moż-

liwych przypadków, w których zaangażowanie Prezesa URE mogłoby przynieść spodziewane korzyści, mając w szczególności na uwadze szeroko rozumiane zadania i cele ustawowe regulatora.

Prezes URE podkreślał, że decyzja ACER w sprawie CBCA – mająca stanowić podstawę do rozliczeń między zaangażowanymi operatorami, przy wdrażaniu projektu GIPL, jest dokumentem samostanowionym, i jako taki nie wymaga dla swojej ważności dodatkowych dokumentów nieprzewidzianych w rozporządzeniu 347/2013, oraz że decyzja ta jest bezpośrednio wiążąca, wobec czego promotorzy projektu powinni wykazywać się bardziej praktywnymi działaniami, zakładając z jednej strony ich wielowariantowość i potrzebę stałego ich dostosowywania do uwarunkowań zewnętrznych, z drugiej strony – wagę dialogu, z uwzględnieniem skutków decyzji podejmowanych przez tych promotorów. W wystąpieniach zaznaczano, że promotorzy projektu GIPL będą musieli podjąć aktywność na rzecz zabezpieczenia ryzyk, w szczególności związanych z adekwatnym wykorzystaniem przepustowości GIPL.

Kolejną kwestią jest odnotowanie w 2016 r. zmiany zakładanego terminu oddania do eksploatacji gazociągu GIPL, co wynika ze zmiany przebiegu trasy części gazociągu po stronie polskiej i przeniesienia punktu początkowego zadania z węzła Rembelszczyzna na węzeł Hołowczyce.

W rezultacie oddanie do eksploatacji projektu przewidywane jest obecnie na rok 2021 a nie 2019, jak zakładano wcześniej.

Kolejnym projektem wpisanym na listę PCI jest projekt połączenia gazowego Baltic Pipe. W 2016 r.

o założeniach projektu OGP Gaz-System S.A. informował Prezesa URE przy okazji prac poprzedzających i towarzyszących opracowanie założeń do Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju na lata 2018–2027 oraz dokumentu opracowanego na potrzeby przeprowadzenia publicznych konsultacji. Omawiany projekt w 2016 r. znajdował się na stosunkowo wczesnym etapie zaawansowania i do grudnia 2016 r., w oficjalnych dokumentach, funkcjonował jako koncepcja a nie projekt o wyraźnie określonych parametrach technicznych i ekonomicznych.

W dokumencie konsultacyjnym wskazano, że „*Projekty dywersyfikacyjne dotyczące tzw. Bramy Północnej są na wczesnym etapie prac. Realizacja połączenia z szelfem norweskim wymaga skoordynowania i uzgodnień na wielu płaszczyznach pomiędzy kilkoma podmiotami. Z końcem 2016 r. zostanie odebrane studium wykonalności dla całości połączenia – tj. infrastruktury gazowej łączącej polski system przesyłowy z norweskimi źródłami gazu. Równocześnie została zidentyfikowana niezbędna rozbudowa krajowej sieci przesyłowej umożliwiająca optymalne funkcjonowanie tego połączenia.*”

Ponadto poinformowano w nim o planowanym przeprowadzeniu w 2017 r. procedury typu *open season*, której celem jest uzyskanie potwierdzenia ze strony rynku zainteresowaniem dostawami gazu z tego kierunku i podpisanie wiążących umów na przesyłanie paliwa gazowego.

Zgodnie z projektem planu rozwoju, projekt Baltic Pipe jest podstawowym projektem bazowego scenariusza, zakładającego zapewnienie do

⁵⁶) Dokonane przez ACER szacunki wpływu realizacji GIPL na taryfę polskiego operatora na poziomie 4,5% odzwierciedlają zdyskontowany wzrost taryfy w okresie 20 lat jego eksploatacji, podczas gdy analizy URE odnoszą się do 2019 r., tj. pierwszego roku po zakończeniu inwestycji, który z punktu widzenia polskich odbiorców gazu będzie miał największe znaczenie.

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

2022 r. nowych źródeł gazu importowanego z kierunku północno-zachodniego. Zakładana przepustowość interkonektora wynosi do 10 mld m³/rok.

W związku z zakładanym terminarzem prace dotyczące projektu Baltic Pipe w 2016 r. miały wyłącznie wstępny charakter.

Projekt wspólnego zainteresowania pn. „Rozbudowa punktów wejścia Lwówek i Włocławek do gazociągu Jamał-Europa w Polsce” został już zrealizowany i w 2016 r. był – obok pozostałych projektów PCI – przedmiotem monitoringu, w kontekście oceny efektów zrealizowanych działań.

Zachęty inwestycyjne

Podstawę prawną do sporządzenia metodologii dotyczącej zachęt inwestycyjnych stanowi art. 13 ust. 6 rozporządzenia 347/2013, który obliguje krajowe organy regulacyjne państw członkowskich do opublikowania własnej metodologii i kryteriów wykorzystywanych do oceny inwestycji w projekty infrastruktury energii elektrycznej i gazu oraz ponoszonego podwyższonego ryzyka. Inwestycje, do których odnosi się powołany wyżej przepis, dotyczą projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI), które stosownie do postanowień art. 2 pkt 4 rozporządzenia oznaczają projekty niezbędne do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I i znajdujących się na unijnej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania.

Stosowną metodologię dotyczącą przyznawania zachęt opracowano w URE i opublikowano 30 września 2015 r. na stronach urzędu.

W 2016 r. do URE nie wpłynął żaden wniosek dotyczący zachęt, jakie miałyby być stosowane w celu aktywizowania do realizacji projektów posiadających status wspólnego zainteresowania (PCI).

7.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

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

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 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.

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

W 2016 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. uzgodniony na okres 2016–2025. Wniosek o uzgodnienie został złożony na podstawie art. 17 ustawy nowelizującej, a więc przepisu przejściowego, mającego jednorazowe zastosowanie, który zobowiązał operatora systemu przesyłowego gazowego do przedłożenia Prezesowi URE, w terminie do 11 września 2015 r.⁵⁷⁾, do uzgodnienia planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe w horyzoncie 10 lat. OGP Gaz-System S.A., pismem z 11 września 2015 r. przedłożył, po przeprowadzeniu konsultacji publicznych z użytkownikami systemu, „Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju sieci przesyłowej gazu na lata 2016–2025” (dalej: KDPR). Ostateczne materiały o uzgodnieniu ww. planu wpłynęły w lutym 2016 r., co pozwoliło Prezesowi URE na jego uzgodnienie 6 kwietnia 2016 r.

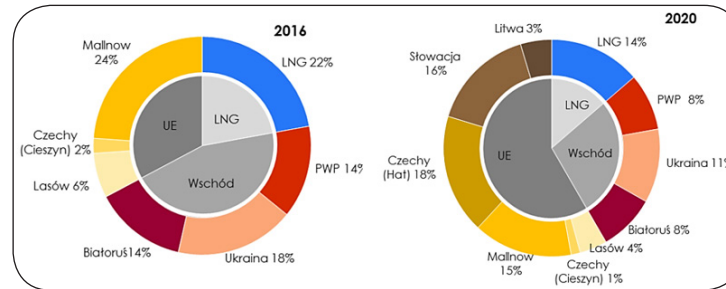
⁵⁷⁾ W normalnym reżimie wnioski są przedkładane w terminie do 31 marca.

W projekcie KDPR na lata 2016–2025 OGP zaplanował dalszą rozbudowę sieci przesyłowej, w tym w szczególności połączeń międzysystemowych, które poza zapewnieniem dużego stopnia dywersyfikacji źródeł i kierunków przesyłania gazu mają umożliwić dostęp do konkurencyjnych rynków. W perspektywie 2020 r., w wyniku realizacji projektów ujętych w KDPR, OGP przewidywano dalszą znaczną poprawę stopnia dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw (rys. 38). Efekt ten planowano osiągnąć dzięki realizacji dwóch nowych połączeń międzysystemowych na południu Polski: z Czechami i Słowacją oraz połączenia Polska-Litwa.

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

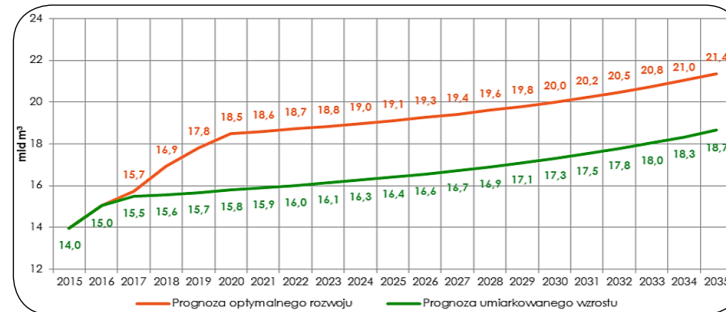
W porównaniu z prognozą przedstawioną w uzgodnionym Planie Rozwoju na lata 2014–2023, OGP Gaz-System S.A. dokonał korekty prognoz zapotrzebowania na gaz, która związana jest ze zmianą dynamiki rozwoju źródeł wytwórczych w elektroenergetyce, zasilanych gazem ziemnym. W obu wyżej zaprezentowanych wariantach, prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową zostały obniżone. Aktualne warianty prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową, tj. wariant umiarkowanego wzrostu i optymalnego rozwoju przedstawia rys. 39. Należy podkreślić, że prognoza umiarkowanego wzrostu dla 2020 r. przyjęta w KDPR jest niższa o 14,7% w stosunku do jej wartości (18,52 mld m³) w uzgodnionym Planie Rozwoju,

Rysunek 38. Zmiana stopnia dywersyfikacji w latach 2016 i 2020



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

Rysunek 39. Porównanie prognoz zapotrzebowania na usługę przesyłową



Źródło: OGP Gaz-System S.A., „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2016–2025”, str. 46.

a w przypadku prognozy optymalnego rozwoju dla wskazanego roku jest niższa o 26,4% w stosunku do jej wartości (25,12 mld m³) w uzgodnionym Planie Rozwoju.

w sposób zasadniczy odbiegał od wielkości wynikających z uzgodnionego planu rozwoju na okres 2014–2023. Dla 2017 r. wnioskowany poziom nakładów inwestycyjnych był wyższy o 22,1%

Korekcie po stronie prognoz nie towarzyszyło dokonanie w omawianym projekcie planu rozwoju priorytetyzacji projektów i dostosowanie poziomu wnioskowanych nakładów inwestycyjnych. Porównanie poziomu wnioskowanych nakładów inwestycyjnych z poziomem uzasadnionym określonym podczas uzgadniania planu rozwoju OGP Gaz-System S.A. na lata 2014–2023 świadczy, że wysokość wnioskowanych nakładów inwestycyjnych w ramach omawianej aktualizacji znacząco przekracza ich wysokość wynikającą z uzgodnienia planu rozwoju na lata 2014–2023, a różnice w poszczególnych latach sięgają kilkudziesięciu procent.

Ostatecznie przedłożony projekt planu rozwoju został uzgodniony z wyłączeniem niektórych zadań inwestycyjnych na sieci przesyłowej OGP, co do których zakres przedstawionych informacji nie uprawdopodobniał ich realizacji w terminie objętym wnioskiem.

W uzgodnieniu uwzględniono ponadto, że wnioskowany w KDPR poziom nakładów inwestycyjnych

w stosunku do uzgodnionej wielkości, natomiast dla 2018 r. wnioskowana wielkość nakładów inwestycyjnych była wyższa o 37,6% w stosunku do uzgodnionej wielkości.

Jednocześnie prognozy popytowe zawarte w KDPR na lata 2016–2025 pogorszyły się w stosunku do przedstawionych w planie rozwoju 2014–2023. I tak, w wariantcie umiarkowanego wzrostu w KDPR dla 2020 r. zapotrzebowanie oszacowano na 15,8 mld m³ gazu, a w uzgodnionym planie rozwoju – na 18,5 mld m³. Dla wariantu optymalnego rozwoju wielkości te wynoszą odpowiednio 18,5 mld m³ i 25,1 mld m³. Zatem prognozy wzrostu zapotrzebowania OGP uległy znaczącemu obniżeniu w ciągu ostatnich dwóch lat.

SGT EuRoPol GAZ S.A. (SGT)

Przedsiębiorstwo SGT EuRoPol GAZ S.A., w oparciu o koncesję⁵⁸⁾ na przesyłanie paliw gazowych, w związku z art. 22 i 23 ustawy nowelizującej, świadczy usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego z Federacji Rosyjskiej do Polski i Niemiec gazociągiem zwanym „Jamał”. Operatorem na tym gazociągu, na okres do 31 grudnia 2025 r., wyznaczony został OGP Gaz-System S.A.⁵⁹⁾

W 2016 r. SGT EuRoPol GAZ S.A. dysponował uzgodnionym planem rozwoju na lata 2016–2022.

⁵⁸⁾ Decyzja Prezesa URE z 18 lipca 2008 r. nr PPG/102/3863-/W/2/2008/BP.

⁵⁹⁾ Decyzja Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. nr DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT.

Plan ten został uzgodniony przez Prezesa URE w styczniu 2016 r. W związku z obowiązkiem corocznej aktualizacji tego planu, w 2016 r. przedsiębiorstwo to wystąpiło do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację planu rozwoju na lata 2017–2022, po jego skonsultowaniu z Operatorem. Wskazany plan ukierunkowany jest głównie na utrzymanie pełnej sprawności technicznej infrastruktury sieciowej poprzez realizację inwestycji odtworzeniowych i wykonanie niezbędnych prac modernizacyjnych. Plan ten został uzgodniony 30 grudnia 2016 r.

Rysunek 40. Zasięg Oddziałów PSG Sp. z o.o.



Źródło: Plan rozwoju PSG Sp. z o.o. na lata 2016-2020, str. 10 z 244.

„Projekt planu rozwoju Systemu Gazociągów Tranzytowych EUROPOL GAZ S.A. na lata 2017–2022 – aktualizacja 2016 w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe” uzgodniono z wyłączeniem dwóch zadań inwestycyjnych, polegających na przyłączeniu odbiorców końcowych. Wynikało to m.in. ze stopnia zaawansowania procesu inwestycyjnego związanego z przyłączeniem tych odbiorców oraz nowelizacji rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcyj-

wania systemu gazowego, zgodnie z którą do sieci przesyłowej gazowej o średnicy DN co najmniej 1 300 mm (kryterium to spełnia sieć SGT) mogą być przyłączane wyłącznie urządzenia i instalacje, z wykorzystaniem których prowadzona jest działalność w zakresie przesyłania paliw gazowych.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Operator z Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. (PSG Sp. z o.o.)

Przedsiębiorstwo PSG Sp. z o.o. jest operatorem sieci dystrybucyjnych, które wchodzi w skład GK PGNiG

S.A. W 2016 r. PSG Sp. z o.o. funkcjonowało w ramach struktury oddziałowej z Oddziałami we Wrocławiu, Zabrze, Tarnowie, Warszawie, Gdańsku i Poznaniu⁶⁰) (rys. 40 str. 122). Świadczyło usługi dystrybucji paliw gazowych, tj.:

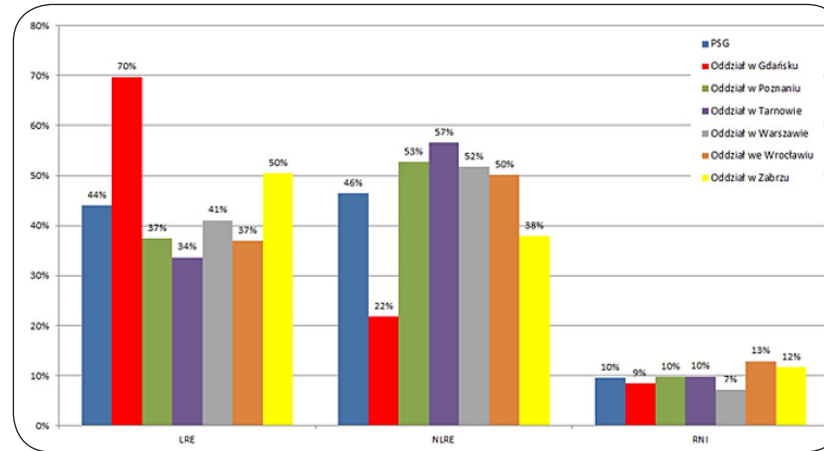
- gazu ziemnego wysokometanowego E,
- gazu ziemnego zaazotowanego Lw,
- gazu ziemnego zaazotowanego Ls,
- gazu koksowniczego.

W 2016 r. obowiązywał plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe sporządzony przez PSG Sp. z o.o. na lata 2016–2020. Prace nad uzgodnieniem tego planu rozpoczęły się jeszcze w 2015 r., a zakończyły 8 lutego 2016 r.

W uzgodnionym planie rozwoju PSG Sp. z o.o. przewidziała przeznaczenie 90% nakładów na inwestycje sieciowe, z tego 44% nakładów na przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł (tzw. grupa LRE) i 46% nakładów na modernizację i odnowienie sieci (tzw. grupa NLRE). Pozostałe 10% nakładów stanowiły inwestycje niesieciowe (tzw. grupa RNI). Graficzne przedstawienie poziomu planowanych nakładów inwestycyjnych PSG i jego Oddziałów w podziale na trzy grupy inwestycyjne, tj. LRE, NLRE i RNI, przedstawiono na rys. 41.

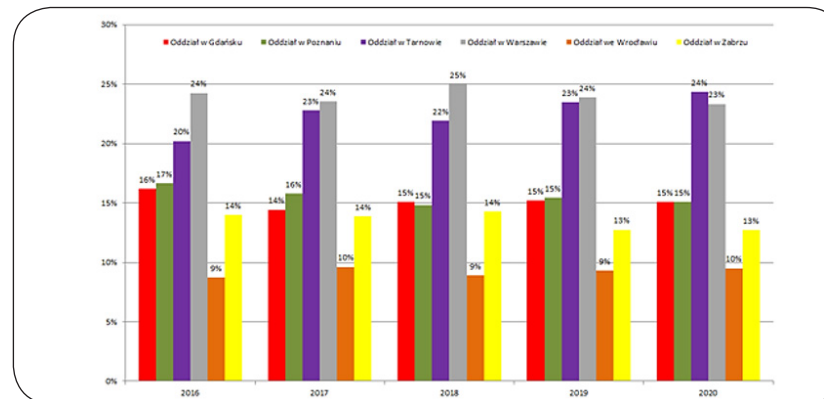
Największe nakłady inwestycyjne w okresie 2016–2020 przypadają na dwa Oddziały PSG, tj. Oddział w Warszawie i Oddział w Tarnowie, co wynika z potrzeb modernizacji ich sieci i jej dalszej rozbudowy, w szczególności sieci wysokiego

Rysunek 41. Planowane nakłady inwestycyjne PSG Sp. z o.o. w okresie 2016–2020 w podziale na grupy LRE, NLRE i RNI



Źródło: Plan rozwoju PSG Sp. z o.o. na lata 2016–2020, str. 30 z 244.

Rysunek 42. Planowane nakłady inwestycyjne PSG Sp. z o.o. w okresie 2016–2020 w podziale na jej Oddziały



Źródło: Plan rozwoju PSG Sp. z o.o. na lata 2016–2020, str. 30 z 244.

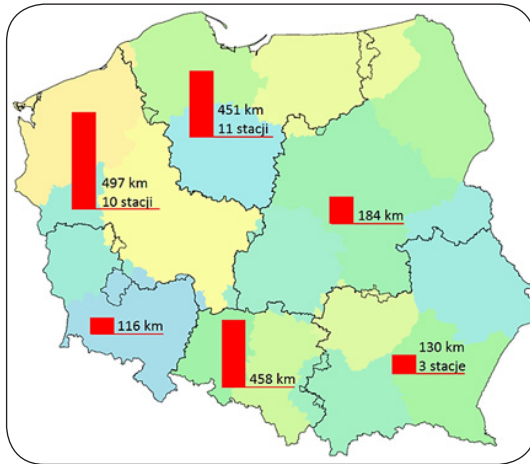
ciśnienia. Trzy Oddziały PSG, tj. w Gdańsku, Poznaniu i Zabrzu przewidywać zbliżonego poziomu nakładów oscylującego w granicach od 13% do 17% rocznych nakładów PSG (rys. 42). Najmniejszy poziom nakładów przypada na Oddział PSG we Wrocławiu – ok. 10% rocznych nakładów PSG.

Najistotniejsze zadania inwestycyjne, które zostały przez PSG Sp. z o.o. zaplanowane do realizacji, związane są z budową lub modernizacją sieci gazowej (wysokiego, podwyższonego średniego i średniego ciśnienia) oraz stacji gazowych wysokiego ciśnienia (I stopnia). Zdaniem przedsiębiorstwa zapewnią one zwiększenie dostępu społeczeństwa do sieci gazowej oraz zwiększenie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw gazu ziemnego. Na rys. 43 przedstawiono zakres tych

⁶⁰) Polska Spółka Gazownictwa od 1 stycznia 2017 r. rozpoczęła działalność w nowej strukturze organizacyjnej, z 17 Oddziałami.

inwestycji w rozbiciu na Oddziały PSG, tj. łączną długość rozbudowy gazociągów oraz łączną liczbę (nowych) stacji gazowych w/c.

Rysunek 43. Zakres najważniejszych inwestycji PSG Sp. z o.o. w okresie 2016–2020



Źródło: Plan rozwoju PSG Sp. z o.o. na lata 2016–2020, str. 33 z 244.

Z uzgodnienia zostały wyłączone zadania inwestycyjne, dla których PSG – przy braku ich ekonomicznej opłacalności – w niewystarczającym stopniu uzasadniło ich realizację, zadania pozostawione w planie, co do których PSG podjęło decyzję o zaniechaniu inwestycji oraz zadania inwestycyjne innych podmiotów, co do których nie przesądzono kto ten projekt będzie realizować i na jakich zasadach (np. Pierścień Trójmiejski – Project Pipeline).

Poziom redukcji uzasadnionych nakładów inwestycyjnych w stosunku do nakładów wnioskowanych przez PSG Sp. z o.o. w początkowych dwóch latach uzgodnienia wyniósł odpowiednio 0,8% i 1,7%.

Weryfikacja łącznych nakładów inwestycyjnych dokonana została zgodnie z nową metodą oceny projektów planów rozwoju na podstawie analizy planu finansowego przygotowywanego przez PSG Sp. z o.o. według jednolitego standardu (zaproponowany formularz planu finansowego), jego założeniach dotyczących m.in. ilości i dynamiki sprzedaży, kosztów działalności operacyjnej czy poziomu kapitału obrotowego oraz wytycznych URE.

Podstawowym zadaniem było w tym przypadku zweryfikowanie przyjętych założeń zgodnie z przygotowaniem w metodzie szablonem kontroli planu finansowego pod kątem realności przyjętych nakładów inwestycyjnych, w szczególności realności sfinansowania przedstawionego w ramach projektu planu rozwoju budżetu inwestycji.

Przeptywy z działalności operacyjnej odzwierciedlają efektywność operacyjną PSG i zdolność do generowania środków z bieżącej działalności. Głównym kryterium oceny tej grupy przepływów był wzrost średniej zaplanowanych przepływów w latach 2016–2020 w stosunku do średniej historycznych przepływów w latach 2013–2015.

Założono, że średnia z przepływów planowanych na lata 2016–2020 nie może przekroczyć średniej z przepływów z lat 2013–2015 o więcej niż 22,8% (granica wyznaczona w oparciu o wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz średnioroczną akceptowalną realną zmianę przepływów na poziomie 4,3%).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) spoza GK PGNiG S.A.

W odniesieniu do przedsiębiorstw gazowniczych, obowiązek wynikający z art. 16 ust. 14 dotyczył trzynastu operatorów systemów dystrybucyjnych spoza GK PGNiG S.A. Obecnie trzech operatorów ma uzgodniony plan rozwoju na okres 2015–2019, pięciu operatorów na okres 2016–2020, a czterech na 2017–2021. W 2016 r. dla sześciu OSD uzgodniono plan rozwoju, jedno postępowanie ukończono w styczniu 2017 r., a w związku z dwuletnimi cyklami uzgodnień – pięciu operatorów miało plan uzgodniony w 2015 r. Jeden z operatorów, pomimo kierowanych do niego przez Prezesa URE przypomnień, nie przedłożył projektu planu do uzgodnienia, jakkolwiek był objęty takim obowiązkiem. W związku z tym w 2016 r. toczyło się w tej sprawie postępowanie, zakończone wymierzeniem kary pieniężnej.

7.3. Udzielanie zgody na budowę gazociągu bezpośredniego

Zgodnie z art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne budowa gazociągu bezpośredniego, zdefiniowanego w art. 3 pkt 11e ustawy (gazociąg, który został zbudowany w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego), wymaga przed wydaniem pozwolenia na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, uzyskania zgody Prezesa URE – udzielanej w drodze decyzji. W ramach postępowania o udzielenie takiej zgody

Prezes URE – zgodnie z art. 7a ust. 4 Prawa energetycznego – obowiązany jest uwzględnić następujące przesłanki:

- wykorzystanie zdolności przesyłowych istniejącej sieci gazowej,
- odmowę świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych istniejącą siecią gazową podmiotowi występującemu o uzyskanie zgody oraz nieuwzględnienie złożonej przez niego skargi na tę odmowę.

W 2016 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek w sprawie wydania zgody na budowę gazociągu bezpośredniego, w związku z zamiarem bezpośredniego zasilania gazem ziemnym, pochodzącym z lokalnych źródeł, obiektów przemysłowych zlokalizowanych na terenie województwa podkarpackiego jednego z przedsiębiorców. Wniosek pozostawiono bez rozpoznania na podstawie art. 64 ust. 2 kpa w związku z jego niezpełnieniem przez stronę.

Ponadto w 2016 r. udzielano wyjaśnień dotyczących kwestii związanych z uzyskaniem zgody Prezesa URE na budowę gazociągu bezpośredniego. Odwoływano się często do zasady, zgodnie z którą zgoda udzielana przez Prezesa URE dotycząca budowy gazociągu bezpośredniego ma charakter *ex ante*, tzn. może dotyczyć jedynie gazociągu projektowanego (por. art. 7a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne). Przepisy nie przewidują formalnych trybów (tzn. w formie decyzji lub postanowienia) dokonywania klasyfikacji już wybudowanych gazociągów bądź uznawania istniejącej infrastruktury gazowej za gazociąg bezpośredni. Oznacza to, że Prezes URE w sposób wiążący i jednoznaczny

może przesądzić jedynie w przypadku nowobudowanych obiektów, że ocenianemu gazociągowi przysługuje miano gazociągu bezpośredniego.

7.4. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zasobów obowiązkowych gazu ziemnego

W 2016 r. miała miejsce nowelizacja ustawy o zasobach, która wprowadziła istotne zmiany w systemie tworzenia i utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego.

Po nowelizacji ustawa o zasobach rozróżnia dwie kategorie podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego. Zgodnie z zakresem podmiotowym, określonym w art. 24 ust. 1 ustawy o zasobach, obowiązek utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego ciąży na:

- przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą [przedsiębiorstwo],
- podmiocie dokonującym przywozu gazu ziemnego [podmiot].

Zobowiązane przedsiębiorstwo lub podmiot ustalają wielkość zasobów obowiązkowych do 30 kwietnia każdego roku, na podstawie wielkości przywozu, w okresie od 1 kwietnia roku ubiegłego do 31 marca danego roku, na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach statystycznych oraz danych przekazywanych Prezesowi URE w trybie art. 49c.

Nowelizacja ustawy o zasobach zniósła od 1 października 2017 r. możliwość uzyskania przez

przedsiębiorstwa energetyczne zwolnienia z utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu ziemnego. Zatem zgodnie z art. 35 ustawy z 22 lipca 2016 r., decyzje wydawane przez ministra właściwego ds. energii tracą moc 30 września 2017 r. Natomiast zgodnie z art. 36 tejże ustawy przedsiębiorstwo energetyczne korzystające – w dniu wejścia w życie tej ustawy tj. 2 września 2016 r. – ze zwolnienia z obowiązku utrzymywania zasobów obowiązkowych jest zobowiązane do utrzymywania zasobów od 1 października 2017 r., nawet w przypadku upływu przed tym dniem okresu, na jaki zwolnienie było przyznane, pod warunkiem że nie przekroczy limitów uprawniających do uzyskania tego zwolnienia

Odnosić należy, że na mocy art. 36 ust. 2 ustawy z 22 lipca 2016 r. obowiązek utrzymywania zasobów obowiązkowych gazu dla podmiotów dokonujących przywozu (dotychczas nieobjętych tym obowiązkiem) wystąpi po raz pierwszy od 1 października 2017 r.

Nowelizacja ustawy o zasobach wprowadziła tryb przejściowy ustalenia zasobów obowiązkowych gazu ziemnego dla przedsiębiorstw i podmiotów. W przepisach przejściowych ustawy z 22 lipca 2016 r. ustawodawca przewidział szczególny jednorazowy tryb ustalenia zasobów obowiązkowych gazu ziemnego na rok gazowy 2017/2018. Na podstawie art. 37 ustawy z 22 lipca 2016 r. w związku z art. 4 pkt 9 ustawy z 30 listopada 2016 r. wielkość zasobów obowiązkowych dla przedsiębiorstwa lub podmiotu, które w dniu wejścia w życie ustawy z 22 lipca 2016 r. tj. 2 września 2016 r., nie utrzymywały zasobów obowiązkowych gazu ziemnego, na okres od

1 października 2017 r. do 30 września 2018 r. ustali Prezes URE na podstawie danych o wielkości dokonanego przywozu w okresie od 1 stycznia 2017 r. do 30 czerwca 2017 r.

Natomiast na przedsiębiorstwach, które 2 września 2016 r. nie wykonywały działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, ale taką działalność prowadzić będą w okresie od 2 września 2016 r. do 30 września 2017 r., ciężar będzie obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych od dnia rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego, w ilości wynikającej z postanowień art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach.

Tryb ustalania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, opisany w art. 25 ust. 1-3 ww. ustawy, co do zasady będzie miał zastosowanie po zakończeniu okresu przejściowego, tj. do ustalenia zapasów na rok gazowy rozpoczynający się 1 października 2018 r., z którego wynika, że przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, które dokonały przywozu gazu ziemnego w okresie od 1 kwietnia roku ubiegłego do 31 marca roku danego ustalają wielkość zapasów do 30 kwietnia każdego roku, na podstawie wielkości przywozu w ww. okresie. Informację o ustalonej wielkości zapasów przedsiębiorstwa i podmioty, o których mowa wyżej przedkładają następnie do weryfikacji Prezesowi URE, w terminie do 15 maja każdego roku. Zapasy w wielkości zweryfikowanej przez Prezesa URE utrzymywane są od 1 października danego roku do 30 września roku kolejnego.

W przypadku przedsiębiorstw i podmiotów, które planują rozpoczęcie przywozu gazu ziemnego z zagranicy zgodnie z art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach, wielkość zapasów obowiązkowych gazu na okres do 30 września ustali Prezes URE na podstawie planowanego średniodobowego przywozu od dnia jego rozpoczęcia do 31 marca kolejnego roku, a w kolejnej decyzji wydanej najpóźniej na 15 dni przed 1 października następującym po dniu rozpoczęcia przywozu Prezes URE ustali wielkość zapasów na okres od 1 października następującego po dniu rozpoczęcia przywozu do 30 września kolejnego roku, na podstawie średniej ilości przywozu z dotychczasowego okresu prowadzenia działalności.

Art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach stanowi, że przedsiębiorstwo lub podmiot mogą zlecić, po uzyskaniu zgody Prezesa URE, na podstawie umowy, wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu lub podmiotowi.

Przepis ten dotyczy sposobu realizacji obowiązku zapasowego poprzez zawarcie umowy zlecenia utrzymywania zapasów obowiązkowych (tzw. umowa biletowa), zawieranej przez przedsiębiorstwo lub podmiot zobowiązany do utrzymywania zapasów obowiązkowych (zlecający usługę) z innym podmiotem zobowiązanym (przyjmujący zlecenie na utrzymywanie zapasów obowiązkowych).

Powyższe przepisy tworzą zasady tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu w 2017 r.

W 2016 r. prowadzonych było 48 postępowań o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowo-

wych gazu ziemnego. Spośród prowadzonych postępowań:

- 32 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy o zapasach,
- 15 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach,
- 1 umorzono.

7.5. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Podstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Aktami prawnymi konstytuującymi obowiązki dotyczące sporządzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (dalej: plan(y) ograniczeń), są ustawa o zapasach oraz rozporządzenie Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁶¹).

Stosownie do postanowień art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Zgodnie z art. 58 ust. 17

⁶¹) Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252 – dalej: „rozporządzenie”.

ustawy o zapasach, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji.

Powołane wyżej rozporządzenie w § 5 ust. 1 wskazuje, że operatorzy sporządzają plany dla odbiorców, o których mowa w § 4 ust. 1 pkt 1 tego rozporządzenia, pobierających gaz ziemny w punktach wyjścia z systemu gazowego, tzn. odbiorców pobierających 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 (umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji) oraz ust. 3 ustawy (umowy kompleksowe) – Prawo energetyczne, dla tego punktu wyjścia wynosi co najmniej 417 m³/h.

Podkreślić przy tym należy, że w świetle obowiązujących przepisów każdy z obowiązanych operatorów gazowych powinien złożyć plan ograniczeń do zatwierdzenia, bez względu na to, czy w chwili jego złożenia dany operator obsługuje odbiorców, o których mowa w przytoczonym wyżej § 5 ust. 1 rozporządzenia, czy też odbiorców takich nie obsługuje.

Ograniczeniami w poborze gazu ziemnego 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 (umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji) oraz ust. 3 (umowy kompleksowe) ustawy – Prawo energetyczne, dla tego punktu wyjścia wynosi co najmniej 417 m³/h oraz

- ujęci w planach wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

Jednocześnie w § 4 ust. 2 rozporządzenia wskazano, że w przypadku niedoboru gazu ziemnego w systemie gazowym lub wystąpienia skrajnie niskich temperatur, ograniczeniami w poborze gazu ziemnego (wynikającymi z zatwierdzonego przez Prezesa URE planu wprowadzania ograniczeń w jego poborze) nie są objęci odbiorcy:

- 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 mniej niż 417 m³/h,
- gazu ziemnego w gospodarstwach domowych w okresie trwania ograniczeń.

Ustawa o zapasach w art. 58 ust. 4 wskazuje przy tym *expressis verbis*, że ograniczenia wynikające z planów wprowadzania ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych.

Opracowywane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci spełniających ww. kryterium ujmowania w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10.

Zgodnie z postanowieniami rozporządzenia plan ograniczeń składa się z dwóch części. Część pierwsza zawiera informacje dotyczące: okresu obowiązywania planu ograniczeń, trybu wprowadzania ograniczeń, sposobu publikacji przez Operatora

części pierwszej planu ograniczeń oraz sumarycznych, maksymalnych godzinowych i dobowych ilości poboru gazu ziemnego dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 – określonych w danym planie dla poszczególnych rodzajów gazu ziemnego, sporządzonych w formie zestawienia. Druga część tego planu zawiera informacje o maksymalnych godzinowych i dobowych ilościach poboru gazu ziemnego, w stopniach zasilania od 2 do 10, dla poszczególnych odbiorców ujętych w planie, wraz ze wskazaniem punktów wyjścia z systemu gazowego, w których ww. odbiorcy pobierają gaz ziemny.

Operatorzy 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, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

W tym miejscu należy zwrócić uwagę, że zgodnie z § 46 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi⁶²⁾ od 1 sierpnia 2014 r. rozliczenia za paliwa gazowe prowadzone są w jednostkach energii. Obowiązek ten oznacza w szczególności konieczność zamawiania przez odbiorców mocy umownych w jednostkach

⁶²⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 820.

energii zamiast w jednostkach objętości. Wobec powyższego, plany ograniczeń, przedkładane Prezesowi URE do zatwierdzenia po wskazanej dacie, powinny być wyrażone w jednostkach energii. Tymczasem przepisy ww. rozporządzenia Rady Ministrów określają kryterium ujmowania odbiorców w planie ograniczeń poprzez odniesienie do sumy mocy umownych, wyrażonej w jednostkach objętości (tj. co najmniej 417 m³/h dla danego punktu wyjścia z systemu gazowego) i nie zostały zaktualizowane w związku z wdrożeniem systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii. Aby uniknąć problemów w jednolitym stosowaniu relevantnych przepisów dotyczących opracowywania planów ograniczeń Prezes URE, w Informacji nr 43/2015 z 21 października 2015 r., wskazał na konieczność uwzględnienia przy opracowywaniu tych planów faktu wdrożenia systemu rozliczeń opartego na jednostkach energii (informacja została opublikowana na www.ure.gov.pl oraz w Biuletynie URE). Wskazówki zawarte w ww. Informacji zostały wykorzystane przez operatorów, którzy w przedkładanych do zatwierdzenia przez Prezesa URE planach ograniczeń na sezon 2016/2017 ujmowali odbiorców podlegających ograniczeniom, przypisując im dla każdego stopnia 2-10 wielkości maksymalnych wielkości poborów gazu w danym stopniu zasilania odpowiednio w kWh/h oraz kWh/dobę.

Analogicznie jak w 2015 r. od obowiązanych operatorów wpłynęło łącznie 47 wniosków o zatwierdzenie planu ograniczeń na sezon 2016/2017, z czego 44 wnioski w 2016 r., natomiast 3 wnioski w 2017 r.

W 2016 r. w zakresie planów ograniczeń na sezon 2016/2017 Prezes URE wydał 8 decyzji, przy czym plany ograniczeń o zasadniczym znaczeniu dla funkcjonowania systemu gazowego, tj. plan opracowany przez operatora systemu przesyłowego gazowego OGP Gaz-System S.A. oraz plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o. zostały zatwierdzone decyzjami z 22 grudnia 2016 r. Pozostałe plany ograniczeń, złożone do Prezesa URE w 2016 r. i opracowane na sezon 2016/2017 były przedmiotem postępowań kontynuowanych w 2017 r.

Podkreślić należy, że możliwość wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z zatwierdzonymi przez Prezesa URE planami wprowadzania ograniczeń, jest ważnym narzędziem stabilizującym rynek w czasie zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie dostaw gazu ziemnego.

Tryb wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów

Stosownie do art. 53 ustawy o zapasach, jeżeli w ocenie operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych działania, o których mowa w art. 50⁶³⁾

⁶³⁾ Działania podejmowane przez przedsiębiorstwo 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 podejmują działania

i art. 52⁶⁴⁾ tejsze ustawy, nie spowodują przywrócenia stanu bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego, operator ten, z własnej inicjatywy lub na podstawie informacji uzyskanych od przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, zgłasza ministrowi właściwemu do spraw energii potrzebę wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach. Na mocy zaś art. 56 ust. 1 Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, może wprowadzić, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w poborze gazu ziemnego, 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. Jak stanowi art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach, ograniczenia polegające na ograniczeniu maksymalnego godzinowego i dobowego poboru gazu ziemnego, mogą zostać wprowadzone w przypadku: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nie-

mające na celu przeciwdziałanie temu zagrożeniu, w szczególności działania określone w procedurach, o których mowa w art. 49 ust. 1 tej ustawy, w przypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego do systemu gazowego lub nieprzewidzianego wzrostu jego zużycia przez odbiorców.

⁶⁴⁾ Uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych.

przewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przewozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych, zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych, konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych.

W 2016 r. operator systemu przesyłowego gazowego nie zgłosił ministrowi właściwemu do spraw energii potrzeby wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, zgodnie z planami wprowadzania ograniczeń, o których mowa w art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

Co istotne, w przypadku wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów, zarządzanie operacyjne w zakresie koordynacji działań i dysponowania zapasami gazu ziemnego należy do operatora systemu przesyłowego gazowego (tj. OGP Gaz-System S.A.). Jak bowiem wskazuje art. 59 ust. 1 ustawy o zapasach, w okresie obowiązywania ograniczeń, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 56 ust. 1 tej ustawy, 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 art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach,

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

7.6. Kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego ich obowiązków, w tym monitorowanie powiązań oraz przepływu informacji między nimi

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6b ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działań Prezesa URE należy kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz umowie, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi. W myśl art. 9h ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne w przypadku powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego na podstawie art. 9h ust. 3 pkt 2 lub wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na podstawie art. 9h ust. 9,

Prezes URE jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli w zakresie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub operatora systemu przesyłowego obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12, w art. 9c oraz w art. 16. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 79 ust. 1 i ust. 4-7 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej.

Ponadto, na mocy ustawy z 22 lipca 2016 r. dodano do ustawy – Prawo energetyczne art. 9h ust. 14, w myśl którego Prezes URE może w uzasadnionych przypadkach, w drodze decyzji, zobowiązać właściciela sieci do podjęcia określonych działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na jego sieci operatora systemu warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-1c, oraz warunków, o których mowa w art. 9h¹ ust. 7 pkt 2-4, oraz wyznaczyć termin na ich podjęcie. Wydając decyzję, Prezes URE w szczególności bierze pod uwagę warunki uzyskania certyfikatu spełniania kryteriów niezależności przez tego operatora.

W 2016 r. Prezes URE monitorował powyższą kwestię, wystosowując wezwania odnoszące się do działań OSP mających na celu spełnienie zalecenia wskazanego w decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. oraz odnoszące się do zakresu i rodzaju danych przekazywanych właścicielowi sieci przez OSP. Analiza przedłożonych informacji i dokumentów nie dostarczyła dowodów na istnienie nieprawidłowości w kwestii powiązań pomiędzy ww. spółkami oraz w kwestii zakresu i rodzaju danych przekazywanych przez OSP właścicielowi sieci.

7.7. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Działania Prezesa URE w 2016 r. w zakresie monitorowania wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego polegały w szczególności na:

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

Zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach⁶⁵⁾ przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom zobowiązane były do przekazania, do 15 maja 2016 r., ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE informacji o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia 2015 r. do 31 marca 2016 r., w celu (1) zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Zauważyć należy, że ustanowiony w powołanym przepisie obowiązek informacyjny odniesiony został przez ustawodawcę do pojęcia bezpieczeństwa paliwowego państwa (rozumianego jako *stan umożliwiający bieżące pokrycie zapo-*

trzebowania odbiorców na ropę naftową, produkty naftowe i gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – art. 2 pkt 1 ustawy o zapasach) i przez to obowiązek ten ma szerszy zakres, niż tylko związany z dokonaniem przywozu gazu ziemnego czy też tylko z realizacją obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego. W związku z powyższym informacja przekazywana na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach obejmowała w szczególności informacje dotyczące realizacji zadań/obowiązków ww. przedsiębiorstw, określonych w Rozdziale 6 ustawy o zapasach pt. *Zasady postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego oraz konieczności wypełnienia zobowiązań międzynarodowych* (obejmującym art. 49-62 tej ustawy) oraz informacje dotyczące realizacji zadań/obowiązków tych przedsiębiorstw, określonych w Rozdziale 3 pt. *Zasady tworzenia, utrzymywania oraz finansowania zapasów gazu ziemnego* (obejmującym art. 24-28 tej ustawy).

Podkreślić również trzeba, że konieczność realizacji obowiązku określonego w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach nie była zależna od dokonania przez dane koncesjonowane przedsiębiorstwo fizycznego przywozu gazu ziemnego w okresie sprawozdawczym, a posiadanie przez to przedsiębiorstwo, na mocy decyzji ministra właściwego do spraw energii, zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego nie oznaczało braku konieczności realizacji obowiązku informacyjnego, określonego w omawianym artykule. Również informacje przekazywane wskaza-

nemu ministrowi w trybie art. 24 ust. 5c ustawy o zapasach nie zastępowały informacji, dostarczanych w trybie art. 27 ust. 2 tej ustawy.

W 2016 r. informacje na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przekazało Prezesowi URE 51 przedsiębiorstw na 59 obowiązkanych.

W odniesieniu do grupy podmiotów obowiązanych, które nie przekazały informacji w terminie, przy czym dokonały w okresie sprawozdawczym przywozu gazu ziemnego, zdecydowano o wszczęciu postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej osobom kierującym działalnością tych przedsiębiorstw. Postępowania te były prowadzone w 2017 r.

Z pozyskanych informacji wynikało m.in., że kontraktacja dostaw gazu ziemnego z importu przebiega bez większych problemów, umowy zawarte z Operatorem Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (obecnie Gas Storage Poland Sp. z o.o.) są realizowane i zapewniają utrzymywanie zapasów handlowych i obowiązkowych. Ponadto w sezonie zimowym 2015/2016 nie nastąpiło uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

- [przeprowadzeniu badania ankietowego przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie realizacji zadań związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach](#)

Przedmiotem przeprowadzonego w 2016 r. badania ankietowego było uzyskanie informacji dotyczących realizacji zadań związanych z utrzymy-

⁶⁵⁾ W brzmieniu obowiązującym do 2 września 2016 r.

waniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie od 1 czerwca do 30 września 2016 r. oraz posiadaniem opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, tj. procedur mających zastosowanie w przypadku: wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Dla celów informacyjnych zadano również pytania dotyczące zamiarów ww. przedsiębiorstw w zakresie realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2017 r., w związku z wprowadzonymi zmianami w systemie utrzymywania tych zapasów (zmiany wprowadzone w ustawie o zapasach na mocy ustawy z 22 lipca 2016 r.).

Badaniem objęto 71 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą wg stanu na 30 września 2016 r., z czego odpowiedziało 70 przedsiębiorstw posiadających stosowne koncesje⁶⁶).

Z otrzymanych od przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzi wynika, że w ocenianym okresie zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywało jedynie PGNiG S.A. Zapasy były utrzymywane na wymaganym poziomie, ustalonym przez spółkę zgodnie z art. 25 ust. 2 ustawy o zapasach i zaakceptowanym przez Prezesa URE.

Na brak przywozu gazu w okresie sprawozdawczym wskazało 34 przedsiębiorstw. Większość

podmiotów posiadających koncesję OGZ nie podlegała pod obowiązek wskutek posiadania zwolnienia Ministra Energii. Na uwagę zasługuje fakt, że 51 przedsiębiorstw posiadało opracowane procedury postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach.

W przedmiotowym badaniu ankietowym zawarto także pytania mające na celu zapoznanie się z zamiarami przedsiębiorstw posiadających koncesję OGZ w zakresie realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2017 r. (w szczególności po 30 września 2017 r.), w związku ze zmianami w systemie utrzymywania tych zapasów, wynikającymi ze znowelizowanej treści ustawy o zapasach wprowadzonej na mocy ustawy z 22 lipca 2016 r., tj. w szczególności: zniesienie instytucji zwolnienia z utrzymywania zapasów obowiązkowych, możliwość utrzymywania ww. zapasów na podstawie umowy zawartej z innym przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotem dokonującym przywozu gazu ziemnego.

W formularzu ankiety DRG-Z.O.-2016 zadano następujące pytania:

Czy przedsiębiorstwo w związku z wprowadzonymi zmianami w systemie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zamierza w 2017 r. (w szczególności po 30 września 2017 r.):

A. utrzymywać ww. zapasy na podstawie umowy zawartej z podmiotem świadczącym usługi magazynowania gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 24 ust. 3 ustawy)

B. utrzymywać ww. zapasy na podstawie umowy zawartej z podmiotem świadczącym usługi magazynowania gazu ziemnego poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej – na terytorium innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (art. 24a ustawy)

C. utrzymywać ww. zapasy na podstawie umowy zawartej z innym przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotem dokonującym przywozu gazu ziemnego (art. 24b ustawy)

D. świadczyć, na podstawie umowy, usługi polegające na wykonywaniu zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu, na rzecz innego przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub podmiotu dokonującego przywozu gazu ziemnego (art. 24b ustawy)

E. inne

Z informacji zebranych w ramach badania wynika, że:

- 1) realizacja obowiązku zapasowego poprzez utrzymywanie ich na terytorium RP w ramach umowy z operatorem systemu magazynowania – spółką Gas Storage Poland Sp. z o.o. (opcja A) została wprost wskazana przez 21 przedsiębiorstw,
- 2) realizacja obowiązku zapasowego w ramach tzw. zapasów gromadzonych poza terytorium

⁶⁶) Ankieta nie została przekazana w 2016 r. przez podmiot, który 1 grudnia 2016 r. zaprzestał działalności koncesjonowanej w zakresie koncesji OGZ.

Polski (opcja B) została wprost wskazana przez 21 przedsiębiorstw;

należy zauważyć, że wskutek powszechnego korzystania ze zwolnień i prowadzenia działalności w formule niewyłączającej konieczności utrzymywania zapasów obowiązkowych, dotychczas żadne przedsiębiorstwo nie utrzymywało takich zapasów poza terytorium Polski, pomimo dopuszczalności takiego rozwiązania,

- 3) realizacja obowiązku zapasowego w ramach umowy zawartej z podmiotem świadczącym tzw. usługę biletową (opcja C) została wprost wskazana przez 24 przedsiębiorstwa,
- 4) świadczenie tzw. usługi biletowej (opcja D) została wprost wskazana przez 5 przedsiębiorstw,
- 5) opcję *inne* wprost wskazały 33 przedsiębiorstwa; wyjaśniały przy tym, że w zakresie sposobu realizacji obowiązku zapasowego w 2017 r. nie podjęto jeszcze decyzji i trwają stosowne analizy w tym zakresie.

Przedstawiając ww. podsumowanie podkreślić należy, że wyniki ankiety nie mogą być traktowane jako bezwzględne wskazanie co do realizacji obowiązku zapasowego po 30 września 2017 r. przez wszystkie obowiązane do tego podmioty, gdyż według nowych zasad ustalonych w ustawie o zapasach obowiązek ten został nałożony także na podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, jako oddzielną kategorię podmiotów od przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą.

Z kwestii problemowych przedsiębiorstwa wskazywały w szczególności na wysokie koszty

utrzymywania zapasów na terytorium Polski w ramach umów z polskim operatorem systemu magazynowania – Gas Storage Poland Sp. z o.o. (dalej: GSP). Za główny problem uznały elastyczność usługi magazynowej oferowanej przez GSP w pakietach, a w zasadzie jej brak (minimalny pakiet to 5 486 MWh), co skutkuje skokowym wzrostem obciążeń z tego tytułu i wysokim kosztem magazynowania gazu w Polsce. Dlatego też niektóre przedsiębiorstwa informowały o zamiarze skorzystania z innych form realizacji obowiązku zapasowego niż realizacja tegoż obowiązku w ramach umowy z GSP, tj. o zamiarze utrzymywania zapasów obowiązkowych poza terytorium Polski bądź w ramach umowy biletowej. Ich zdaniem opcje te będą bardziej elastyczne niż opcje oferowane przez polskiego OSM.

Z powyższego wynika, że zwiększenie liczby podmiotów korzystających z usług GSP możliwe będzie po zmianie Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania, tak aby zasady świadczenia usług przez to przedsiębiorstwo w większym stopniu uwzględniały oczekiwania rynku. Należy odnotować, że stosowna inicjatywa w tym zakresie została podjęta na początku 2017 r.

W związku z formułami realizacji obowiązku zapasowego, planowanymi przez przedsiębiorców, w 2016 r. podjęto współpracę z OGP Gaz-System S.A. (OSP) – jako podmiotem odpowiedzialnym za weryfikację technicznych możliwości dostarczenia zapasów gazu do systemu gazowego – nad dokumentem określającym sposób podejścia do realizacji obowiązku zapasowego poprzez utrzymywanie zapasów gazu poza terytorium Polski.

W efekcie OSP miał opublikować na swojej stronie internetowej wzór oświadczenia składanego przez podmioty utrzymujące zapasy obowiązkowe gazu ziemnego poza terytorium kraju. Realizacja tego zadania będzie kontynuowana w 2017 r.

- [analizie informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 4 oraz art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach](#)

Zgodnie z art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach w przypadku stwierdzenia, że parametry techniczne instalacji magazynowych nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni. W 2016 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 24 ust. 4 ustawy o zapasach.

W kontekście weryfikacji możliwości technicznych w 2016 r. na uwagę zasługuje realokacja części zapasu obowiązkowego znajdującego się w IM Wierchowice i GIM Sanok do GIM Kawerna. Z uzyskanych informacji wynikało, że realokacja konieczna była z uwagi na weryfikację maksymalnych możliwości utrzymywania zapasu obowiązkowego gazu ziemnego utworzonego na okres od 1 października 2015 r. do 30 września 2016 r., dokonaną przez Operatora Systemu Magazynowania Sp. z o.o. (obecnie GSP) po zawarciu umów o świadczenie usług magazynowania na rok magazynowy 2016/2017. Gaz-System S.A. (OSP) do-

konał pozytywnej weryfikacji technicznych możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu do systemu gazowego – po dokonanej realokacji – w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

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

W 2016 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach.

7.8. Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, a w szczególności obejmujących nadzór nad bezpieczeństwem zapotrzebowania w paliwa gazowe, w 2016 r. był minister właściwy do spraw energii. Niemniej, uwzględniając pojęcie bezpieczeństwa paliwowego państwa, zdefiniowanego w ustawie o zapasach, w zakresie gazu ziemnego, jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego

rozumiane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach, jest tym obszarem bezpieczeństwa energetycznego, które w ramach regulacji ustawowych monitoruje również Prezes URE.

Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw realizowane było m.in. w poniższych aspektach.

Monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju

W 2016 r. monitorowanie zrealizowanych zadań wynikających z planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych uwidocznilo dalszą poprawę funkcjonalności gazociągu jamalskiego, odgrywającego szczególną rolę w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, i w stosunku do którego z tych względów kierowane są szczególne oczekiwania⁶⁷⁾ co do dalszej poprawy jego funkcjonalności. Uzupełnieniem działań z lat ubiegłych⁶⁸⁾ była w 2016 r.

⁶⁷⁾ M.in. wskazane w planie działań zapobiegawczych z 2014 r. (druga edycja) – dokumencie opracowanym przez Ministra Gospodarki na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a w związku z art. 5 ust. 4 rozporządzenia 994/2010. Zadania te dotyczą zwiększenia funkcjonalności gazociągu jamalskiego i w tym kontekście OGP Gaz-System S.A. został wyznaczony przez Ministra Gospodarki jako podmiot odpowiedzialny za działania, których realizacja miała się znacząco przyczynić do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski.

⁶⁸⁾ Działania te obejmowały rozbudowę w 2014 r. punktu w Mallnow, w sposób umożliwiający świadczenie od 1 kwietnia 2014 r. usługi przesyłania zwrotnego na zasadach ciągłych na poziomie do 2,3 mld m³ rocznie (ok. 263 tys. m³/h). Wg założeń w sytuacji awaryjnej (w przypadku wstrzymania dostaw ze wschodu) możliwy byłby odbiór do 620 tys. m³/h (co w skali roku odpowiada ok. 5,5 mld m³).

rozbudowa stacji pomiarowej w Mallnow, co zapewniło możliwość świadczenia usługi rewersu fizycznego z wyższą wydajnością. W obecnych uwarunkowaniach systemu gazowego zadanie to było kluczowym projektem z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski.

Rozbudowa stacji polegała na zabudowie 3-go ciągu pomiarowo-regulacyjnego. W rezultacie przepustowość techniczna stacji wzrosła z dotychczasowych 620 tys. m³/h do 1 240 tys. m³/h a strona niemiecka zobowiązała się do udostępnienia na Mallnow od stycznia 2017 r. przepustowości na zasadach ciągłych w ilości 700 tys. m³/h (z obecnych 620 tys. m³/h).

Dzięki zrealizowanym działaniom na gazociągu jamalskim nastąpiła poprawa stanu bezpieczeństwa dostaw, co zostało dostrzeżone w dokumencie Ministra Energii z 2016 r. pn. Plan Działań Zapobiegawczych (trzecia edycja), który w odniesieniu do tej infrastruktury nie definiuje już zadań w zakresie zapewnienia nowych przepustowości przekładających się na możliwości zapewnienia dodatkowych ilości gazu z zagranicy. Obecnie

Pozostałe prace związane ze zwiększeniem funkcjonalności gazociągu jamalskiego obejmowały punkty Lwówek i Włocławek stanowiące łącznie punkt zdefiniowany jako tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia. Modernizacja punktu wejścia we Lwówku zapewniła dobową przepustowość techniczną na poziomie 6,95 mln m³/dobę i roczną przepustowość techniczną wynoszącą 2,31 mld m³/rok. W wyniku rozbudowy punktu we Włocławku, w styczniu 2015 r., OGP Gaz-System S.A. mógł udostępnić użytkownikom z kierunku zachodniego z wykorzystaniem mechanizmu rewersu na warunkach ciągłych przepustowość 5,5 mld m³ rocznie (wzrost o 3,2 mld m³), zaś z uwzględnieniem przepustowości oferowanej na zasadach przerywanych (2,7 mld m³) nawet do 8,2 mld m³.

wskazywane są projekty mające poprawić współdziałanie tego gazociągu z innymi elementami krajowego systemu gazowniczego, jak również mające poprawić bezpieczeństwo na poziomie lokalnym (zwiększenie możliwości odbioru gazu ziemnego z kawernowego podziemnego magazynu gazu w Mogilnie i punktu wejścia Włocławek, rozbudowa sieci gazowej w rejonie mazowieckim pozwalająca na zasilanie obszaru Białegostoku, zasilanego obecnie z kierunku Tietierowka). Ostatnie ze wskazanych zadań – zapewnienie dodatkowego połączenia z siecią OGP Gaz-System S.A. w okolicach Zambrowa – przewidziane już było we wcześniejszym planie działań zapobiegawczych, jednak nie zostało zrealizowane.

Pozostałe projekty na SGT mają na celu poprawę elastyczności pracy systemu i nie są ujmowane w planie działań zapobiegawczych (przebudowa węzła Lwówek).

Przy okazji omawiania SGT należy podkreślić, że w znacznej mierze wyjaśniona została przez Ministerstwo Energii, we współpracy z jego niemieckim odpowiednikiem, sygnalizowana w poprzednim Sprawozdaniu, kwestia przesyłania zwrotnego na zasadach ciągłych w punkcie „Mallnow rewers”. Pozyskane informacje świadczą, że zapewnienie ciągłych zdolności przesyłowych w punkcie Mallnow – mające bardzo istotne znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw – jest realizowane na dotychczasowych zasadach a pewność dostaw nie powinna budzić obaw. Powyższe sprawia, że punkt Mallnow może być traktowany jak każdy inny punkt dostaw gazu z UE do Polski. Potwierdza to jego użyteczność nawet w sytuacjach krańcowych.

Ponadto prowadzone w 2016 r. przez Prezesa URE działania ukierunkowane były na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się do poniżej przedstawionych zadań ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących:

- **koncesji**

W przypadku koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, Prezes URE dokonuje weryfikacji, czy wnioskodawca spełnił wymóg określony w art. 33 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne tzn. czy załączył do wniosku dokumenty potwierdzające, że:

- a) posiada własne pojemności magazynowe lub
- b) zawarł umowę przedwstępną o świadczenie usługi magazynowania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkości ustalonej zgodnie z art. 25 ust. 2 lub 5 ustawy o zapasach, lub
- c) zawarł umowę przedwstępną o wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (tzw. umowa biletowa).

Co więcej, zgodnie z art. 35 ust. 1a wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien określać prognozowaną wielkość przywozu gazu ziemnego oraz sposób utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub państwa członkowskiego Unii Europejskiej, lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, zgodnie z ustawą o zapasach.

W przypadku nieprzedłożenia ww. dokumentów i informacji, Prezes URE działając na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne pozostawia wniosek o udzielenie koncesji bez rozpoznania.

Ponadto, mając na uwadze istotne znaczenie obowiązku zapasowego dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, Prezes URE w udzielanych koncesjach na OZG zamieszcza warunek odnoszący się do powyższego obowiązku.

Należy również zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 41 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE cofa koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą w przypadku nieutrzymywania, przez przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom, zapasów obowiązkowych gazu ziemnego lub niezapewnienia ich dostępności zgodnie z art. 24 ust. 1 i 2, art. 24a oraz art. 25 ust. 2 albo ust. 5 ustawy o zapasach.

W przypadku koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą, brana jest pod uwagę możliwość tworzenia przez podmiot zapasów obowiązkowych, mających wpływ na bezpieczeństwo dostaw. Zgodnie ze stanem prawnym obowiązującym do 2 września 2016 r., wnioskodawca takiej koncesji musiał 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 właściwego do spraw energii).

Ponadto, w 2016 r. przy wydawaniu koncesji Prezes URE informował przedsiębiorców o konieczności zapewnienia wymaganego stopnia dywersyfikacji dostaw, określonego w rozporządzeniu Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w spra-

wie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. W wydawanych koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą zamieszczany był warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Obecnie, w związku z wygaśnięciem ww. rozporządzenia, prowadzone są prace legislacyjne nad nowym rozporządzeniem regulującym tematykę dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski.

- **taryf**

Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowego oraz instalacji skroplonego gazu ziemnego) niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy, wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizacje tego majątku decydują o jego stanie fizycznym, czyli bezpieczeństwie operacyjnym. Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. wskazują, że zatwierdzone taryfy w 2016 r. zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstw, tym samym możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych.

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

Stosownie do art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych obowiązani są do opracowywania pla-

nów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, a zgodnie z art. 58 ust. 17 tej ustawy, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Opracowane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci spełniających kryterium ujmowania ich w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 (por. art. 58 ust. 2 ustawy o zapasach w zw. z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁶⁹). Tworzenie planów ograniczeń, a następnie ewentualne wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, ma ułatwić zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w przypadkach: zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w przywozie gazu ziemnego, awarii w sieciach operatorów systemów gazowych, zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci, zagrożenia bezpieczeństwem osób, zagrożenia wystąpieniem znacznych strat materialnych oraz konieczności wypełnienia przez Rzeczpospolitą Polską zobowiązań międzynarodowych (por. art. 54 ust. 1 ustawy o zapasach).

⁶⁹ Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

- **analizy informacji przekazywanych Prezesowi URE na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach**

Zgodnie z art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach – w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r. – przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego przekazują ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE informacje o działaniach podjętych w okresie od 1 kwietnia poprzedniego roku do 31 marca danego roku, po pierwsze w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa, po drugie zaś w celu realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, do 15 maja każdego roku.

W 2016 r. informacje na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach przekazało do Prezesa URE 51 przedsiębiorstw energetycznych.

Szczegółowe uwagi co do agregowania informacji przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach zawarto w pkt 7.7.

- **przeprowadzenia badania ankietowego w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach**

W 2016 r. Prezes URE przeprowadził badanie ankietowe w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz posiadania opracowanych procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, tj. procedur mających zastosowanie w przypadku: wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego oraz nieprzewi-

dzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Badaniem objęto 71 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą według stanu na 30 września 2016 r. Wyniki badania ankietowego w powyższym zakresie wykazały, że kwestią wymagającą większej uwagi jest opracowywanie procedur postępowania, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach, we współpracy z podmiotami odpowiedzialnymi za ich realizację.

- [uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych](#)

Uzgadnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala na monitorowanie przedsięwzięć niezbędnych do utrzymywania właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych.

W wyniku uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstwa infrastrukturalne realizują zadania inwestycyjne i remontowe w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców.

Szczegółowe informacje dotyczące realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne, operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązków wynikających z art. 16 ust. 1 i ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawione zostały w pkt 7.2.

- [ustalania wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego oraz monitorowania utrzymywania tych zapasów](#)

Celem tych obowiązków jest zapewnienie zaopatrzenia Rzeczypospolitej Polskiej w gaz ziemny oraz minimalizacja skutków w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa, wystą-

pienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego.

- [monitorowania prac podjętych przez Komisję Europejską w zakresie zmiany rozporządzenia 994/2010](#)

Komisja Europejska w 2016 r. kontynuowała prace nad zmianą rozporządzenia 994/2010. Prezes URE, bazując na doświadczeniach swoich, jak i innych regulatorów europejskich odnośnie funkcjonowania ww. rozporządzenia, zgłosił w 2016 r. szereg uwag (m.in. w ramach udziału w pracach Council of European Energy Regulators) mających na celu zapewnienie skutecznego funkcjonowania europejskich mechanizmów solidarnościowych w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

- [monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi](#)

W 2016 r. zrealizowano również zadania w zakresie zarządzania przesyłaniem gazu ziemnego polegające w szczególności na identyfikacji skali i miejsc występowania ograniczeń systemowych, a także na określeniu przyczyn ich występowania oraz sposobie zapobiegania. Ograniczenia systemowe mogą wystąpić w systemie gazowym m.in. w związku z: występowaniem tzw. wąskich gardeł, w tym ograniczoną przepustowością sieci; koniecznością utrzymywania minimalnych ciśnień w punktach wyjścia z systemu oraz stabilnych parametrów jakościowych paliwa gazowego; prowadzeniem prac w systemie, w tym remontowo-modernizacyjnych oraz wystąpieniem sytuacji awaryjnych.

Należy wskazać, że w 2016 r. OGP Gaz-System S.A. odnotował 26 awarii powodujących przerwy i ograniczenia w dostawie gazu o łącznym czasie

516 min., co w porównaniu z 2015 r., w którym odnotowano 30 awarii o łącznym czasie przerwy 2 395 min., można uznać za znaczącą poprawę. W roku sprawozdawczym operator wykonał ponadto 99 prac planowych skutkujących łącznym czasem przerw i ograniczeń wynoszącym 1 658 392 min. Dla porównania, w 2015 r. przeprowadzonych zostało 45 planowych prac, skutkujących łącznym czasem przerw i ograniczeń w wysokości 1 064 526 min.

- [ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego wprowadzonych w 2016 r.](#)

Ograniczenia handlowe w dostawach paliwa gazowego z uwagi na fakt, że są rynkowym środkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu są jednym z kluczowych narzędzi stosowanych dla zapewnienia dostaw gazu ziemnego.

W 2016 r. – w związku z zapewnieniem pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz z dostępnych źródeł – nie wprowadzono ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego.

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

W 2016 r. – wzorem lat ubiegłych – Prezes URE monitorował warunki przyłączenia podmiotów do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Monitorowanie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji dokonywane jest w oddziałach terenowych URE i następuje m.in. w trakcie prowadzenia postępowań wyjaśniających związanych ze skargami odbiorców i podmiotów przyłączanych do sieci oraz w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci.

W przypadku operatora systemu przesyłowego liczba zrealizowanych przyłączy wyniosła 15 (w 2015 r. – 9), natomiast liczba wniosków o przyłączenie do sieci przesyłowej rozpatrzonych odmownie – 10 (w 2015 r. – 3). W 2016 r. żaden z wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej nie został rozpatrzony odmownie.

Odmienne sytuacja przedstawiała się w przypadku sieci dystrybucyjnej, gdzie liczba wniosków o przyłączenie rozpatrzonych odmownie wyniosła 7 288 (w 2015 r. – 7 003). W tym przypadku trzeba mieć jednak na względzie fakt, że sieć dystrybucyjna jest ok. 14 razy dłuższa od sieci przesyłowej, a liczba potencjalnych odbiorców jest kilkunastokrotnie wyższa. Przyczyną udzielenia odmów wskazywaną przez operatorów był w szczególności brak warunków technicznych, w tym brak przepustowości na istniejącej sieci gazowej, znaczna odległość podmiotu ubiegającego się o przyłączenie od sieci gazowej lub brak gazoociągu bazowego, brak zgód na wejście na teren, na którym miałyby zostać realizowana inwestycja, a także brak warunków ekonomicznych.

- **dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy**

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy. W 2016 r. ustawą z 22 lipca 2016 r. dokonano zmiany art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne polegającej na nałożeniu na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą ustawowego obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Dotychczas obowiązek ten wynikał z treści udzielonych przedsiębiorcom kon-

cesji na ten rodzaj działalności, natomiast jego uszczegółowienie znajdowało się w rozporządzeniu Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy⁷⁰). W świetle przepisów powołanego rozporządzenia w 2016 r. maksymalny udział gazu importowanego z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku nie mógł być wyższy niż 59%.

W 2016 r. Prezes URE nie dokonywał monitoringu przestrzegania przepisów powyższego rozporządzenia przez przedsiębiorstwa posiadające w 2015 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą z uwagi na zaistnienie niezależnych od Prezesa URE zewnętrznych okoliczności. Zasadniczą okolicznością mającą wpływ na ten stan rzeczy była niepewność regulacyjna co do ostatecznego kształtu przepisów dotyczących obowiązku dywersyfikacyjnego związana z prowadzonymi na przestrzeni 2016 r. pracami legislacyjnymi nad tzw. pakietem paliwowo-energetycznym. Skutkiem tych prac były przyjęte w lipcu i listopadzie 2016 r. nowelizacje prawa energetycznego, w wyniku których dokonano istotnej zmiany dotychczasowych regulacji odnoszących się do obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, w tym uchwalono, że przepisy ww. rozporządzenia dywersyfikacyjnego zachowują swoją moc nie dłużej niż do 3 marca 2017 r.

Zmiany odnoszące się do kwestii dywersyfikacji wprowadzone przez powyższy pakiet ustaw przedstawiają się następująco:

- 2 września 2016 r. dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego stała się ustawowym obowiązkiem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym z zagranicą (zmieniony art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne),
- 2 września 2016 r. określono nową delegację ustawową do wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia określającego minimalny poziom dostaw gazu ziemnego z zagranicy (zmieniony art. 32 ust. 3 oraz dodany art. 32 ust. 3¹ ustawy – Prawo energetyczne),
- 3 sierpnia 2016 r. wprowadzono regulację, w myśl której dotychczasowe rozporządzenie Rady Ministrów z 24 października 2000 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy zachowuje moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., nie dłużej jednak niż 6 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy z 22 lipca 2016 r., tj. nie dłużej niż do 3 marca 2017 r. (art. 15 ustawy z 22 lipca 2016 r.),
- 9 grudnia 2016 r. wszedł w życie przepis abolicyjny, w myśl którego nie wszczyną się postępowania, a wszczęte umarza, w sprawach o nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w zakresie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz postępowania na podstawie art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r., dotyczących

⁷⁰) Dz. U. z 2000 r. Nr 95, poz. 1042.

okresu sprzed wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 32 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu nadanym ustawą z 22 lipca 2016 r. (art. 4 pkt 2 ustawy z 30 listopada 2016 r.).

Ponadto, w 2016 r. prowadzone były przez Ministerstwo Energii prace nad treścią nowego rozporządzenia dywersyfikacyjnego. Prezes URE uczestniczył w opiniowaniu przesłanego do konsultacji projektu rozporządzenia. Do końca 2016 r. nowe rozporządzenie dywersyfikacyjne nie zostało jednak przyjęte przez Radę Ministrów.

Prezes URE, mając na uwadze treść art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w udzielanych koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą każdorazowo zamieszcza warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Jak bowiem wynika z powyższych przepisów, koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, przy czym koncesje te są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Ponadto w ramach postępowania o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą Prezes URE weryfikuje, czy wnioskodawca złożył oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

Podsumowanie oceny bezpieczeństwa dostaw gazu

Realizowane w 2016 r. przez Prezesa URE działania, uwzględniające w swym zakresie zarówno zapisy prawodawstwa krajowego, jak i prawa UE, w tym związane ze wspieraniem budowy jednolitego rynku energii, miały wymierny wpływ na poprawę stanu bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego. Bardzo istotne w tym zakresie są działania na rzecz wdrażania w państwach UE regulacji wynikających z tzw. trzeciego pakietu energetycznego. Legislacja UE dąży bowiem do ujednoczenia zasady funkcjonowania i rozwoju sieci oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Ponadto wzmacnianie kluczowej dla funkcjonowania rynku gazu zasady dostępu strony trzeciej do sieci przesyłowych wpływa bezpośrednio na rozwój konkurencji w regionie. Na poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu istotny wpływ miała również implementacja mechanizmów i procedur kryzysowych wynikających z rozporządzenia 994/2010, a także realizacja działań wynikających z rozporządzenia 347/2013 ukierunkowanych na wspieranie inwestycji infrastrukturalnych.

W tym kontekście, niezwykle istotny wpływ na ocenę bezpieczeństwa dostaw miały takie czynniki, jak:

- stan techniczny i funkcjonalność systemu:
 - przesyłowego;
 - magazynowego;
 - systemów dystrybucyjnych,
- stopień dywersyfikacji,
- stopień połączeń polskiego systemu gazowego z systemem europejskim, w tym zdolności importowe,

- zapotrzebowanie rynku na paliwa gazowe,
- kontrakty na dostawy gazu ziemnego do Polski,
- potencjał wydobywczy (ok. 4,022 mld m³/rok).

Odnosząc się do infrastruktury gazowej Polski należy stwierdzić, że obecny stopień jej rozwoju, choć ulegający stopniowej poprawie, uniemożliwia w pełni szybką i skuteczną reakcję na zakłócenia w dostawach. Szczególnego znaczenia nabiera tu konieczność intensyfikacji prac na rzecz budowy i rozbudowy połączeń wzajemnych oraz dywersyfikacji dróg i źródeł zaopatrzenia. Obecny stan infrastruktury, nastawiony na przesyłanie gazu ze wschodu na zachód, a także dominujący udział importu z kierunku Rosji są istotnymi czynnikami uwzględnianymi w analizach rozwojowych. Dodatkowym elementem jest rosnące zainteresowanie możliwościami przesyłania gazu z Polski do krajów sąsiednich.

Również tworzone przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych plany ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych sprzyjają zapewnieniu 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 oraz zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci.

Reasumując, podejmowane działania miały na celu:

- minimalizację skutków realizacji scenariuszy kryzysowych,
- likwidację wąskich gardeł w systemie przesyłowym w celu usprawnienia przepływów gazu ziemnego w sieci,

- budowę kolejnych połączeń międzysystemowych pomiędzy państwami członkowskimi UE (połączenie Polska-Czechy, Polska-Słowacja, Polska-Litwa).

Budowa połączeń międzysystemowych to jeden z podstawowych elementów, który poprzez integrację z systemami przesyłowymi krajów sąsiadujących, wpływa na poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu w regionie. W tym kontekście niezwykle istotnego znaczenia nabiera zapewnienie dostępu do źródeł gazu ziemnego, sieci gazowej UE, możliwość transportu gazu w obu kierunkach.

Realizacja inwestycji w zakresie połączeń międzysystemowych przyniesie wiele innych korzyści mających znaczący wpływ na poprawę funkcjonowania rynku gazu w Polsce oraz bezpieczeństwo dostaw. Należą do nich:

- **dywersyfikacja źródeł oraz kierunków dostaw gazu ziemnego**
Zwiększona liczba dostępnych źródeł gazu ziemnego (dywersyfikacja źródeł) jest najpewniejszym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Czynnikiem zdecydowanie poprawiającym bezpieczeństwo jest także dywersyfikacja kierunków dostaw gazu.
- **wzrost możliwości wykonywania transakcji krótkoterminowych**
Jednym z bezpośrednich skutków budowy interkonektorów będzie pozytywny wpływ na wielkość i możliwość przeprowadzania krótkoterminowych transakcji transgranicznych. Integracja krajowego rynku gazu z rynkami krajów sąsiadujących może skutkować w zwiększonym dostępie do nowego, bardziej rozwiniętego

i płynnego rynku gazowego w Europie Zachodniej, charakteryzującego się względnie wysokim poziomem dywersyfikacji kierunków dostaw gazu.

- **wzrost odporności systemu na katastrofy, zmiany klimatu oraz bezpieczeństwo dostaw, zwłaszcza w przypadku krytycznej infrastruktury w Europie określonej w dyrektywie Rady 2008/114/WE z 8 grudnia 2008 r. w sprawie rozpoznawania i wyznaczania europejskiej infrastruktury krytycznej oraz oceny potrzeb w zakresie poprawy jej ochrony**⁷¹⁾
Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej jest jednym z elementów bezpieczeństwa energetycznego kraju. Realizacja zadań związanych z infrastrukturą krytyczną odnosi się nie tylko do zapewnienia ochrony przed zagrożeniami, ale również do minimalizacji czasu trwania uszkodzeń czy przerw, łatwości ich naprawy oraz zmniejszenia potencjalnych strat dla społeczeństwa czy gospodarki.
- **poprawa wykorzystania terminalu LNG**
Uruchomienie terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu będzie miało pozytywny wpływ na sytuację na rynku gazu w Polsce oraz krajach sąsiadujących. Terminal umożliwi przesyłanie gazu ze źródeł alternatywnych do obecnie istniejących, znacząco zwiększając bezpieczeństwo energetyczne oraz pozycję negocjacyjną w przyszłych rozmowach dotyczących warunków dostaw gazu ziemnego do Polski po 2022 r.

⁷¹⁾ Dz. U. UE z 23.12.2008 r. L 345/75.

- **korzyści ekonomiczne związane z magazynowaniem gazu**

Dzięki uzyskaniu większego dostępu do europejskiego rynku gazowego Polska uzyska możliwość krótko- oraz długoterminowego gazowego arbitrażu cenowego wykorzystując podziemne magazyny gazu w celu przechowywania paliwa. Obecnie istnieją ograniczone możliwości stosowania dodatkowego mechanizmu rynkowego.

- **korzyści dla gazowych spółek dystrybucyjnych**
Wolumen gazu, przesyłany interkonektorami, poprawi dostępność paliwa dystrybuowanego przez lokalne spółki. Może mieć to wpływ na możliwość oraz wolę realizowania dalszych inwestycji przez operatorów sieci dystrybucyjnych, tym samym wpłynie na poziom przychodów spółek dystrybucyjnych.

Powyższe działania będą istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, niemniej nie zastąpią faktycznych działań w zakresie dywersyfikacji dostaw mających na celu uzyskanie dostępu także do innych niż obecne źródła pochodzenia gazu sprowadzanego na terytorium Polski.

Jak już wspomniano, ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest stopień dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy i portfolio kontraktowe na dostawy gazu do Polski. W świetle przepisów obowiązujących w 2016 r. maksymalny udział importowanego gazu z jednego kraju pochodzenia w stosunku do całkowitej wielkości gazu importowanego w danym roku lat 2015–2018 nie powinien być wyższy niż 59%.

Głównym importerem do Polski jest PGNiG S.A., które zakupiło w 2015 r. 9,09 mld m³ gazu, w tym

7,95 mld m³ z kierunku wschodniego na podstawie głównego kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 września 1996 r. z OOO Gazprom Eksport, obowiązującego do 2022 r. Drugim kontraktem jest Umowa sprzedaży gazu Lasów z 17 sierpnia 2006 r. z VNG-VerbundnetzGas AG., obowiązująca do 1 października 2016 r.

Z ww. danych wynika, że duży stopień uzależnienia Polski od dostaw gazu z jednego kierunku i występujące w ostatnich latach problemy dostawców z zapewnieniem ciągłości dostaw, wymuszają potrzebę podjęcia działań zmierzających do ograniczenia wpływu tego rodzaju zdarzeń na krajowy rynek gazu poprzez uzyskanie dostępu także do innych niż obecne źródeł gazu.

W kontekście działań z zakresu dywersyfikacji i zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu nie można zapominać o możliwości przynajmniej częściowego pokrycia zapotrzebowania odbiorców na gaz z wykorzystaniem infrastruktury magazynowej, tzw. podziemnych magazynów gazu (PMG). Należy zauważyć, że wartość popytu na gaz ziemny zależy w głównej mierze od pór roku, a przyczyną zmienności zapotrzebowania są głównie wahania temperatur otoczenia. Jednocześnie największy pobór gazu występuje w okresie grzewczym, gdy gwałtownie wzrasta zapotrzebowanie na gaz ziemny. Infrastruktura gazowa musi więc być przygotowana do zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania. Przygotowania do sezonu jesienno-zimowego 2015/2016 były poprzedzone napełnieniem podziemnych magazynów gazu, które pełnią w syste-

mie niezwykle istotną rolę regulatora nierównomierności zapotrzebowania. Dostępne pojemności magazynowe zostały zatłoczone w całości przed rozpoczęciem sezonu jesienno-zimowego.

Większość z PMG to magazyny w byłych złożach gazu, charakteryzujące się niewielką, w stosunku do pojemności czynnej, zdolnością odbioru. Oprócz nich funkcjonują magazyny kawernowe: KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo. Istotną ich cechą jest możliwość natychmiastowego przestawienia z cyklu odbioru na cykl zatłaczania i odwrotne, co jest często wykorzystywane w praktyce. W magazynie KPMG Mogilno OGP Gaz-System S.A. dysponuje 50 mln m³, które są przeznaczone na potrzeby realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym bilansowanie systemu gazu ziemnego wysokometanowego.

Obecna charakterystyka instalacji magazynowych PGNiG S.A. pozwala wypełnić wymagania wynikające z ustawy o zapasach.

W ocenie regulatora kontynuowane w 2016 r. działania na rzecz rozwoju infrastruktury należy ocenić pozytywnie. Realizacja zadań inwestycyjnych ukierunkowanych na budowę połączeń międzysystemowych to istotny element dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu oraz budowy zintegrowanego rynku gazu. Na szczególną uwagę zasługują działania mające na celu połączenie polskiego systemu gazowego ze źródłami gazu na szlifie norweskim. Zdecydowanie poprawi to bezpieczeństwo polskich odbiorców oraz Europy Środkowej poprzez umożliwienie dostępu do innych niż obecne źródła pochodzenia gazu sprowadzanego na terytorium Polski.

W tym kontekście bezpieczeństwo dostaw poprawi także terminal LNG w Świnoujściu dzięki możliwości odbioru skroplonego gazu ziemnego. W efekcie zwiększenia poziomu dostaw gazu Polska ma szansę stać się państwem tranzytowym dla dostaw gazu, który przesyłany do krajów sąsiadujących – z wykorzystaniem polskiego systemu gazowego – zapewniłby bezpieczeństwo dostaw gazu w regionie.



Część IV. Współpraca międzynarodowa i unijny rynek energii



1. Kierunki współpracy międzynarodowej

Działania regulatora w zakresie współpracy międzynarodowej związane są z zaangażowaniem w prace na rzecz integracji rynków energii w UE oraz realizacją obowiązków Prezesa URE wynikających z przepisów prawa krajowego i unijnego. Warto zaznaczyć, że znaczna część realizowanych przez Prezesa URE zadań wynika z przyjętych na szczeblu UE rozporządzeń – kodeksów sieci. Rozporządzenia mają zasięg ogólny, wiążą w całości i są stosowane bezpośrednio, nie wymagając implementacji do prawa krajowego. Dlatego też zadania regulatora wynikające z takich aktów prawnych nie mają odzwierciedlenia w ustawie – Prawo ener-

tyczne, a rzeczywisty zakres działania Prezesa URE znacznie wykracza poza ten określony w art. 23 pkt 2 ustawy i stale poszerza się wraz z wejściem w życie nowych kodeksów. W dalszym ciągu URE dysponuje również ograniczonymi środkami finansowymi i zasobami kadrowymi, co utrudnia realizację wszystkich nałożonych na Prezesa URE zadań w zakresie współpracy międzynarodowej.

Rok 2016 był kontynuacją dotychczasowej współpracy międzynarodowej Prezesa URE. Tak jak w latach poprzednich szczególny nacisk położony był na współpracę polskiego regulatora z ACER i KE. Kontynuowana była współpraca z regulatorami z innych państw, zarówno w ramach istniejących struktur regionalnych, stowarzyszeń zrzeszających regulatorów energetyki, jak również współpraca dwustronna i wielostronna. Prezes URE podejmował także inne działania mające na celu wymianę wiedzy, doświadczeń oraz promowanie polskiego rynku energii na arenie międzynarodowej.

Współpraca z ACER

W 2016 r. Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach ACER poprzez udział w pracach grup roboczych i zespołów zadaniowych Agencji, a także w regularnych spotkaniach Rady Regulatorów ACER. Rozwijana była także współpraca przy realizacji zadań wynikających z rozporządzenia REMIT, w tym poprzez prace Stałego Komitetu ds. Monitorowania Rynków oraz inne spotkania i warsztaty poświęcone monitorowaniu rynków energii w ramach REMIT. Podobnie jak w latach poprzednich,

w 2016 r. polski regulator aktywnie współpracował z ACER w ramach rozporządzenia 347/2013 oraz uczestniczył w projektach integracji rynków, realizowanych na szczeblu regionalnym.

Rozporządzenie 2015/1222, jak również inne kodeksy sieci, zobowiązują wszystkich regulatorów do podejmowania wspólnych decyzji w sprawie warunków lub metod, które mają być opracowane zgodnie z wytycznymi i kodeksami sieci. W przypadku gdy zatwierdzenie warunków lub metod wymaga decyzji więcej niż jednego organu regulacyjnego, właściwe organy regulacyjne konsultują się ze sobą, ściśle ze sobą współpracują i prowadzą wspólną koordynację w celu osiągnięcia porozumienia. W celu realizacji ww. obowiązku w 2016 r. regulatorzy z państw UE powołali Forum Europejskich Regulatorów. Zadaniem Forum jest zapewnienie przejrzystych konsultacji, współpracy i porozumienia między wszystkimi organami regulacyjnymi w sprawach, w których wymagane jest jednomyślne podjęcie decyzji przez wszystkich regulatorów.

Współpraca z KE

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa Prezes URE regularnie współpracuje z KE poprzez wymianę informacji, udział w różnego rodzaju badaniach prowadzonych na zlecenie Komisji, wypełnianie obowiązków sprawozdawczych określonych przepisami prawa krajowego, a także pośrednio poprzez przygotowywanie wkładów do stanowisk RP odnośnie projektów aktów prawnych opracowanych przez KE.

Dodatkowo URE na bieżąco współpracuje z KE w ramach różnych inicjatyw i grup Komisji, których celem jest realizacja założeń europejskiej polityki energetycznej. W omawianym okresie kontynuowane były prace w grupach regionalnych KE ds. projektów wspólnego zainteresowania PCI. Regulator uczestniczył w pracach grup ds. projektów elektroenergetycznych i gazowych połączeń międzysystemowych korytarza Północ-Południe w Europie Środkowo-Wschodniej (NSI East) oraz Rejonu Bałtyku (BEMIP). Przedstawiciele Prezesa URE brali także udział w spotkaniach z KE poświęconych budowie gazociągu Northern Gate. URE uczestniczyło także w cyklicznych spotkaniach organizowanych przez KE forów: Europejskiego Forum Regulacji Energii Elektrycznej (Forum Floreńskie), Europejskiego Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckie), Forum Londyńskiego (poświęconego kwestiom konsumenckim) oraz Forum Infrastrukturalnego. Celem tych inicjatyw jest ocena dotychczasowych kroków oraz rekomendowanie dalszych działań zmierzających, odpowiednio, do integracji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu, poprawy i wzmocnienia pozycji konsumentów oraz rozwoju europejskiej infrastruktury energetycznej.

W 2016 r. w ramach unijnego programu TAIEX ekspert URE wziął udział w seminarium dot. reform sektora ciepłowniczego i kogeneracji na Ukrainie. Celem seminarium było przekazanie doświadczeń z państw UE w zakresie tworzenia systemu wsparcia rozwoju wysokosprawnego ciepłownictwa i kogeneracji oraz pomoc w podjęciu decyzji o kierunku w jakim będzie zmierzać regulacja rynków ciepła na Ukrainie. W trakcie seminarium ekspert

URE zaprezentował stronie ukraińskiej informacje m.in. na temat aspektów prawnych regulacji rynków ciepła, aktualnego wsparcia dla kogeneracji, zasad uproszczonego kształtowania taryf dla ciepła, historii oraz ogólnych zasad ustalonych w modelu zwrotu z kapitału.

Współpraca z CEER i ERRA

W ramach CEER przedstawiciele urzędu byli zaangażowani w prace stowarzyszenia na wszystkich jego szczeblach. W 2016 r. przedstawiciele polskiego regulatora brali udział w pracach Zgromadzenia Ogólnego CEER oraz 6 grup roboczych i działających pod nimi zespołów zadaniowych. CEER w dalszym ciągu ściśle współpracuje z ACER poprzez pomoc i merytoryczne wsparcie. W obszarze zainteresowań stowarzyszenia są jednak również inne, wykraczające poza zakres kompetencji ACER kwestie, jak np. sprawy konsumenckie, funkcjonowanie operatorów systemów dystrybucyjnych czy zrównoważony rozwój.

ERRA jest stowarzyszeniem o charakterze regionalnym, zrzeszającym regulatorów z krajów Europy Środkowo-Wschodniej oraz regionu Azji, Afryki, Środkowego Wschodu oraz USA. Jego działania są ukierunkowane na kształtowanie stałej współpracy między regulatorami, wymianę informacji, zwiększenie dostępu do wiedzy na temat regulacji oraz promocji szkoleń z tego zakresu wśród państw członkowskich. Ze względu na ograniczone zasoby współpraca polskiego regulatora z ERRA opiera się w głównej mierze na wymianie informacji

i doświadczeń regulacyjnych. Dodatkowo w maju 2016 r. URE wziął udział w spotkaniach Zgromadzenia Ogólnego ERRRA oraz komitetu ERRA ds. Koncesjonowania i Konkurencji, które odbyły się w Warszawie, a także w wydarzeniu poświęconemu innowacyjności w sektorze energetycznym (ERRA Regulatory Innovation Day) w ramach cyklu wydarzeń targowo-konferencyjnych Energy Future Week w Poznaniu. W październiku 2016 r. w Bratysławie odbyła się kolejna Konferencja Inwestycyjno-Regulacyjna ERRA. Celem organizowanego już po raz piętnasty wydarzenia jest stworzenie platformy dialogu pomiędzy regulatorami rynków energii a przedstawicielami świata biznesu na temat aktualnych spraw dotyczących rozwoju branży energetycznej. W trakcie konferencji przedstawiciel Prezesa URE wziął udział w dyskusji na temat współpracy regionalnej państw Grupy Wyszehradzkiej oraz roli regulatorów energetyki w procesie budowy jednolitego rynku energii. W ramach październikowych wydarzeń ERRA odbyło się także spotkanie komitetu ERRA ds. Taryf/Cen, w trakcie którego ekspert URE zaprezentował najważniejsze aktualne i przewidywane zmiany w obszarze regulacji taryfowej w zakresie rynków energii elektrycznej i gazu.

Współpraca dwu- i wielostronna z regulatorami

Stałym elementem współpracy międzynarodowej Prezesa URE jest współpraca z regulatorami państw Grupy Wyszehradzkiej (V4). W ramach V4

cyklicznie odbywają się spotkania wysokiego szczebla regulatorów V4, których celem jest wspólne przedyskutowanie najistotniejszych zagadnień energetycznych o zasięgu regionalnym i europejskim. Regularnie odbywają się także spotkania Forum Integracji Rynku Gazu V4, w spotkaniach którego biorą udział również przedstawiciele ministerstw i operatorów systemów przesyłowych. W 2016 r. regulatorzy V4 realizowali projekt analizy deregulacji rynków energii w państwach Grupy Wyszehradzkiej. Celem projektu była analiza i ocena pozytywnych i negatywnych aspektów w pełni zliberalizowanych i regulowanych rynków energii w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych w państwach V4. Prace nad projektem nie zostały ukończone w 2016 r. i były kontynuowane w 2017 r.

W 2016 r. w Belgradzie, w ramach współpracy państw Grupy Wyszehradzkiej i Japonii przy projektach rozwojowych realizowanych przez Japonię w krajach Partnerstwa Wschodniego i Bałkanów Zachodnich, odbyły się warsztaty poświęcone zagadnieniom efektywności energetycznej. Celem warsztatów było zaprezentowanie przedstawicielom Ministerstwa Energetyki w Serbii oraz Japońskiej Agencji Współpracy Międzynarodowej, funkcjonowania systemów wsparcia efektywności energetycznej oraz wdrożenia poszczególnych zapisów dyrektywy 2012/27/UE w państwach Grupy Wyszehradzkiej. W trakcie warsztatów ekspert URE zaprezentował system wydawania świadectw efektywności energetycznej na podstawie dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, czyli zagadnienia związane z procedurą przetar-

gowa, podmiotami zobowiązanymi, obowiązkami Prezesa URE wynikającymi z ww. ustawy i stopniem realizacji obowiązku uzyskania – poprzez system tych świadectw – oszczędności energii. Zaprezentowane zostały także zmiany, które wprowadziła do systemu efektywności energetycznej, nowa ustawa o efektywności energetycznej.

W 2016 r. Prezes URE wzmacniał także współpracę z regulatorami Państw Bałtyckich. W ramach spotkań Bałtyckiego Forum Gazu i Bałtyckiego Forum Energii Elektrycznej, które odbywają się dwa razy w roku, regulatorzy z Litwy, Łotwy, Estonii oraz Finlandii i Polski wymieniają się informacjami na temat bieżących inicjatyw i problemów dotyczących rozwoju i integracji rynków państw bałtyckich. Współpraca ta będzie kontynuowana w 2017 r.

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2016 r. URE było gospodarzem licznych spotkań z przedstawicielami innych zagranicznych instytucji. Na przełomie czerwca i lipca, w ramach prowadzonego przeglądu polityki energetycznej Polski, URE gościł przedstawicieli Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE). Celem wizyty było pozyskanie informacji do stworzenia raportu o sytuacji energetycznej Polski. W trakcie spotkania przedstawiciele Prezesa URE przedstawili prezentację, które umożliwiły ekspertom MAE zebranie informacji dla opracowania obiektywnego obrazu rynku energetycznego w Polsce. W październiku Prezes URE gościł przedstawicieli japońskiego Centrum Energii Elektrycznej. Celem misji było zebranie informacji na temat sytuacji przemysłu energetycznego Polski, które miały być wykorzystane

do opracowania raportu na ten temat dla japońskich przedsiębiorców zainteresowanych polskim rynkiem energetycznym. W 2016 r. odbyło się także szereg spotkań z przedstawicielami przedsiębiorstw zainteresowanych udziałem w polskim rynku energii. W trakcie tych spotkań eksperci URE udzielali informacji na temat funkcjonowania i regulacji rynku energii w Polsce.

Pod koniec 2016 r. Komisja Europejska opublikowała pakiet nowych propozycji legislacyjnych pt. „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. Pakiet Zimowy). W skład pakietu wchodzi propozycje dyrektyw i rozporządzeń, które mają zapewnić utrzymanie konkurencyjności Unii Europejskiej w czasie transformacji rynków energetycznych w kierunku czystej energii. Priorytetami dla KE są: efektywność energetyczna, osiągnięcie pozycji lidera na polu energii odnawialnej oraz zadbanie o uczciwe traktowanie konsumentów. Propozycje nowych regulacji obejmują m.in. przegląd modelu rynku energii elektrycznej, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, efektywność energetyczna, odnawialne źródła energii, system zarządzania na potrzeby Unii Energetycznej. Pakiet obejmuje także działania mające na celu przyspieszenie innowacji w dziedzinie czystej energii oraz działania związane z odnawianiem budynków w Europie.

Proponowane przez KE zmiany w strukturze rynku energii mają na celu jego dopasowanie do pojawiających się nowych technologii, umieszczenie konsumentów w centrum rynku energii, wzmocnienie integracji regionalnej oraz dostosowanie nadzoru regulacyjnego do rynków regionalnych.

Warto zaznaczyć, że propozycje Komisji nakładają na organy regulacyjne szereg nowych obowiązków i będą miały znaczący wpływ na działanie Prezesa URE na arenie europejskiej. Dlatego też polski regulator będzie aktywnie uczestniczył w pracach nad Pakietem Zimowym zarówno poprzez przygotowanie opinii i wkładów do Stanowisk Rządu RP do poszczególnych propozycji KE, jak również poprzez ACER i CEER. Prace nad propozycjami KE już się rozpoczęły i będą kontynuowane w 2017 r., stanowiąc jeden z priorytetów współpracy międzynarodowej Prezesa URE.



2. Budowa zintegrowanego rynku energii elektrycznej

2.1. Rynki i inicjatywy regionalne energii elektrycznej (ERI)

Decyzja w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)⁷², wydana na podstawie przepisów rozporządzenia 2015/1222, w praktyce ukształtowała nowe ramy współpracy regionalnej. We współpracę zaangażowane są

⁷² Na podstawie rozporządzenia 2015/1222 wszystkie europejskie organy regulacyjne były zobowiązane wydać jednomyślne decyzje dotyczące określenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych. W wyniku braku porozumienia między regulatorami w przepisany przez to rozporządzenie czasie decyzja w tym zakresie została wydana przez ACER 17 listopada 2016 r. (dostępna: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES_CCR_DECISION.aspx).

obecnie krajowe organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych, jak również nominowani operatorzy rynków energii elektrycznej (NEMO) – funkcję tych ostatnich pełnią giełdy energii. Również struktura geograficzna tej współpracy uległa zasadniczej zmianie, odzwierciedlając granice stref cenowych, a nie jak dotychczas – granice państw członkowskich UE. Granice polskiej strefy cenowej przypisane zostały do trzech niezależnych CCR:

- 1) Hansa: poprzez granicę stref cenowych Szwecja 4 – Polska (SE4-PL),
- 2) Core: poprzez granice stref cenowych: Niemcy/Luksemburg – Polska (DE/LU-PL), Czechy – Polska (CZ-PL); Słowacja – Polska (SK-PL),
- 3) Baltic: poprzez granicę stref cenowych Litwa – Polska (LT-PL)

W konsekwencji, dotychczasowa współpraca w ramach regionu Europy Środkowo-Wschodniej (CEE) będzie kontynuowana w ramach regionu Core, który w praktyce obejmuje regiony CEE i Europy Środkowo-Zachodniej (CWE). Struktura organizacyjna tych prac nie powinna ulec zasadniczej zmianie (Grupa Koordynacyjna RCC, Grupa Wdrożeniowa IG oraz Grupa obejmująca użytkowników systemów SG). Analogiczne struktury organizacyjne współpracy powinny zostać ustanowione także w regionach Hansa i Baltic.

Odnośnie prac w regionie CEE, w 2016 r. kontynuowane były działania związane z opracowaniem metody wyznaczania i alokacji transgranicznych mocy przesyłowych Flow-Based Market Coupling⁷³⁾.

⁷³⁾ Flow Based Market Coupling – metoda wyznaczania i alokacji transgranicznych mocy przesyłowych, w której zastosowano

2.2. Zagadnienie nieplanowych przepływów energii elektrycznej

Przepływy nieplanowe to transgraniczna wymiana energii, która nie została zgłoszona do operatora systemu przesyłowego w postaci grafików wymiany międzysystemowej, a tym samym nie jest objęta rynkowym mechanizmem alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej⁷⁴⁾. Nieplanowe przepływy energii elektrycznej na polskich połączeniach synchronicznych są skorelowane z generacją wiatrową w obszarze niemieckiej sieci przesyłowej zarządzanej przez operatora 50Hertz, jak również z wymianą handlową z Niemiec do Austrii, która w dużej mierze jest realizowana fizycznie poprzez sieci innych, sąsiednich operatorów systemów przesyłowych.

Na rys. 44 przedstawiono średnioroczne wartości nieplanowych przepływów energii elektrycznej na wybranych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej w 2016 r. oraz ich zmianę w odniesieniu do 2015 r.

model rzeczywistych przepływów energii elektrycznej w sieciach zarządzanych przez OSP oraz łączenie ofert sprzedaży i zakupu energii elektrycznej z dwóch lub więcej rynków z uwzględnieniem zdolności przesyłowych dostępnych na połączeniach tych rynków w oparciu o wspólny algorytm, w tym dotyczący wyznaczania cen. Alokacją transgranicznych mocy przesyłowych zajmują się NEMO (giełdy energii).

⁷⁴⁾ Więcej o tym zagadnieniu w *Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE w 2015 r.*

Rysunek 44. Średnia roczna wartość nieplanowych przepływów na granicach Polski i niektórych granicach w regionie Europy Środkowo-Wschodniej w 2016 r. [MW-h] oraz zmiana tej wartości w stosunku do 2015 r. [%]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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

Spadek przepływów kołowych na polskich granicach synchronicznych w 2016 r. w porównaniu do roku poprzedniego był wynikiem realizacji działań podjętych przez operatorów systemów przesyłowych z Polski i Niemiec w ramach już kilkuletniej współpracy. Współpraca ta opiera się na dwóch zasadniczych działaniach: (i) operatywne dostawy typu cross-border redispatching na granicy Polska – Niemcy (tzw. wirtualny przesuwnik fazowy), (ii) uruchomienie fizycznych przesuwników fazowych w stacji elektroenergetycznej Mikułowa (połączenie transgraniczne Mikułowa – Hagenwerder) z jednoczesnym wyłączeniem linii Krajnik – Vierraden.

Stosowanie mechanizmu wirtualnego przesuwnika fazowego było podstawowym narzędziem ograniczania negatywnych skutków przepływów nieplanowych w pierwszej połowie 2016 r. Zakres stosowania tego działania na granicy Polska – Niemcy w pierwszej połowie 2016 r. był porównywalny z analogicznym okresem roku poprzedniego.

Uruchomienie w czerwcu 2016 r. fizycznych przesuwników fazowych w stacji elektroenergetycznej Mikułowa (połączenie transgraniczne Mikułowa – Hagenwerder) i wyłączenie linii Krajnik – Vierraden pozwoliło na znaczącą poprawę możliwości zarządzania przepływami mocy na połączeniach Polska – Niemcy. Nastawy tego przesuwnika są ustalane w ramach współpracy regionalnej (pod nadzorem TSCNET⁷⁵⁾), po procesie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych. Tym samym

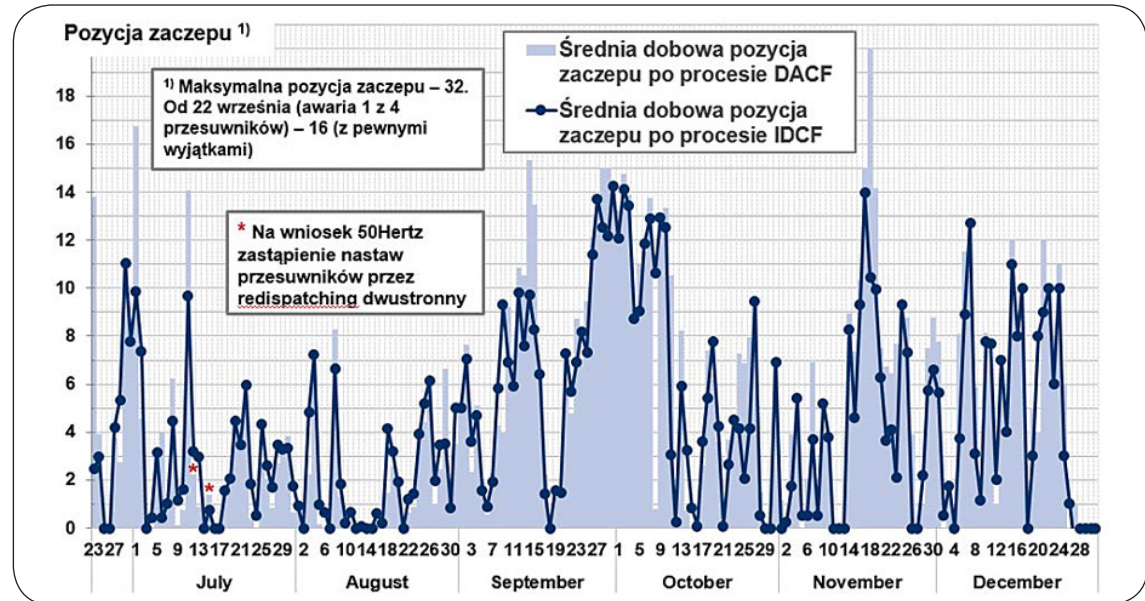
⁷⁵⁾ TSCNET Services GmbH jest firmą świadcząca usługi na rzecz tych operatorów systemów przesyłowych, którzy są członkami inicjatywy Transmission System Operator Security Cooperation (TSC).

ewentualne zastosowanie możliwości regulacyjnych przesuwnika fazowego ma miejsce wyłącznie wtedy, jeśli jest to niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Doświadczenie pierwszych miesięcy użytkowania przesuwników fazowych pokazało jednak, że w praktyce muszą one być wykorzystywane niemal codziennie.

Na rys. 45 pokazano średnie dobowe położenia przełącznika zaczeptów przesuwników fazowych w drugiej połowie 2016 r. tj. od momentu ich uruchomienia.

Stosowanie przesuwnika fazowego pozwoliło na znaczące zmniejszenie ilości operatywnych dostaw typu cross-border redispatching (wirtualny przesuwnik fazowy), które w drugiej połowie 2016 r. stanowiły jedynie 5% łącznych dostaw w całym 2016 r. Należy także podkreślić, że wyłączenie linii Krajnik – Vierraden było spowodowane opóźnieniem w budowie przesuwnika fazowego w stacji Vierraden przez niemieckiego operatora systemu przesyłowego 50Herz, a tym samym koniecznością umożliwienia efektywnej pracy przesuwnika fazowego zainstalowanego w stacji Mikułowa.

Rysunek 45. Średnie dobowe położenia przełącznika zaczeptów w okresie 22.06.2016 r. – 31.12.2016 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Należy podkreślić, że realizowane we współpracy dwóch operatorów systemów przesyłowych działania nie rozwiązują problemu nieplanowej wymiany energii, a jedynie pozwalają na ograniczenie jego negatywnych skutków. Konsekwencją wyłączenia linii Krajinik – Vierraden jest nie tylko zmniejszenie nieplanowych przepływów energii elektrycznej, ale również osłabienie połączenia Polska – Niemcy (wyłączenie dwóch z czterech linii przesyłowych), w wyniku czego dopuszczalny przesył mocy z Niemiec do Polski obniżył się do poziomu 1 300 MW.

2.3. Współpraca z właściwymi organami w zakresie sporządzania i stosowania kodeksów sieci oraz zatwierdzania metod zarządzania ograniczeniami

2.3.1. Wytyczne ramowe i kodeksy sieciowe

Celem opracowania przez Komisję Europejską rozporządzeń (kodeksów sieciowych oraz wytycznych) uszczegółwiających przepisy rozporządzeń 714/2009 oraz 715/2009 jest stworzenie narzędzi służących wdrożeniu transgranicznych rozwiązań w sposób usystematyzowany. Rozporządzenia te obowiązują wprost w państwach członkowskich bez konieczności ich implementacji do prawa krajowego i określają wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami energetycznymi, mając na celu eliminację barier technicznych dla dalszej integracji rynku.

Rozporządzenia wskazują na warunki lub metody, które podlegają zatwierdzeniu odpowiednio przez wszystkie europejskie organy regulacyjne, wszystkie organy regulacyjne danego regionu lub każdy organ regulacyjny (lub inny właściwy organ zainteresowanego państwa członkowskiego). Rozporządzenia te określają również sposób procedowania w przypadkach, w których wymagana jest współpraca organów regulacyjnych. Przykładowo, zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222, w przypadku gdy zatwierdzenie warunków lub metod wymaga decyzji więcej niż jednego organu regulacyjnego, właściwe organy regulacyjne konsultują się ze sobą, ściśle ze sobą współpracują i prowadzą wspólną koordynację w celu osiągnięcia porozumienia, zwykle w terminie sześciu miesięcy. Możliwe jest również żądanie dokonania zmian, które również wymaga porozumienia pomiędzy odpowiednimi organami regulacyjnymi. W takim przypadku termin na wydanie ostatecznej decyzji może przedłużyć się o cztery miesiące. W przypadkach, w których organy regulacyjne nie osiągną porozumienia we wskazanym terminie lub na ich wspólny wniosek, ACER podejmuje decyzję w sprawie przedstawionych wniosków dotyczących ustanowienia warunków lub metod w terminie sześciu miesięcy.

W tab. 34 (str. 147) zostały przedstawione poszczególne rozporządzenia wraz z określeniem statusu prac nad nimi.

W ramach wdrażania rozporządzenia 2015/122, Prezes URE w kwietniu 2016 r. podjął decyzję o nominowaniu spółki NordPool AS na wyznaczonego

operatora rynku energii elektrycznej (NEMO⁷⁶) w polskiej strefie cenowej na 4 lata. Ponadto od kwietnia 2016 r. spółka EPEX SPOT SE, jako NEMO wyznaczony w innym państwie członkowskim, może oferować usługi obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego z dostawą do Polski. W konsekwencji w Polsce obecnie działa trzech NEMO – oprócz dwóch wymiennych powyżej także TGE S.A.

Konsekwencją funkcjonowania w Polsce więcej niż jednego NEMO było złożenie przez PSE S.A. w sierpniu 2016 r. do zatwierdzenia przez Prezesa URE, zgodnie z wymogiem rozporządzenia 2015/1222, warunków dotyczących alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce. Postępowanie w tej sprawie jest kontynuowane w 2017 r. (tab. 35 str. 148)

Kodeks sieci dotyczący ujednoliconej struktury taryf przesyłowych dla gazu⁷⁷ (dalej: NC TAR) jest jednym z kodeksów sieci, których procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009. NC TAR ma formę rozporządzenia Komisji Europejskiej, wiążącego w całości i stosowanego bezpośrednio we wszystkich krajach członkowskich Unii Europejskiej. Przepisy NC TAR poprzez harmonizację zasad ustalania taryf przesyłowych we wszystkich krajach Unii

⁷⁶ Zadaniem NEMO jest dokonywanie, we współpracy z OSP, jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego.

⁷⁷ Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas.

Tabela 34. Informacje na temat prac dotyczących rozporządzeń Komisji Europejskiej (kodeksy sieciowe i wytyczne KE)

Nazwa kodeksu / wytycznych	Zakres regulacji	Status	Spodziewany termin wejścia w życie
Rozporządzenie Komisji (UE) z 24 lipca 2015 r. 2015/1222 ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi	<ul style="list-style-type: none"> zasady dotyczące alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, wymogi ustanowienia wspólnych metod wyznaczania zdolności przesyłowych dostępnych równolegle między obszarami rynkowymi, proces przeglądu obszarów rynkowych, stosowanie transgranicznych środków zaradczych (re-dispatching i countertrading), gwarantowanie wyznaczonych i alokowanych zdolności przesyłowych (firmness), podział kosztów działań określonych w wytycznych 	ogłoszone ⁷⁸⁾	weszło w życie
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych	<ul style="list-style-type: none"> regulamin alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na rynkach terminowych, ustanowienie wspólnej metody określania długoterminowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych, ustanowienie wspólnej platformy alokacji na szczeblu europejskim służącej oferowaniu długoterminowych praw przesyłowych, możliwość zwrotu długoterminowych praw przesyłowych w celu ich ponownej alokacji w kolejnej rundzie długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych lub możliwości przenoszenia długoterminowych praw przesyłowych między uczestnikami rynku 	ogłoszone ⁷⁹⁾	weszło w życie
Wytyczne dotyczące bilansowania energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> role i zadania podmiotów na rynku bilansującym, ramy współpracy między podmiotami, produkty wykorzystywane na rynku bilansującym, zasady pozyskiwania i wymiany usług bilansujących w zakresie energii i rezerw, zasady wykorzystania zdolności przesyłowych na potrzeby bilansowania, sposoby rozliczeń pomiędzy uczestnikami rynku 	proces komitologii w toku	ok. 6-10 miesięcy od zakończenia procesu komitologii
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru	<ul style="list-style-type: none"> wymogi dotyczące przyłączenia do sieci instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, wymogi dotyczące przyłączenia do sieci instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów dystrybucyjnych, w tym zamkniętych systemów dystrybucyjnych, wymogi dotyczące przyłączenia do sieci jednostek odbiorczych wykorzystywanych przez instalację odbiorczą lub zamknięty system dystrybucyjny do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania na rzecz właściwych operatorów systemów i właściwych OSP 	ogłoszone ⁸⁰⁾	weszło w życie
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci	<ul style="list-style-type: none"> wymogi dotyczące przyłączenia do sieci zakładów wytwarzania energii tj. synchronicznych modułów wytwarzania energii, modułów parku energii oraz morskich modułów parku energii, do systemu wzajemnie połączonego, obowiązki zapewniające właściwe wykorzystanie zdolności zakładów wytwarzania energii przez operatorów systemów w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób w celu zapewnienia równych szans podmiotom w całej Unii 	ogłoszone ⁸¹⁾	weszło w życie
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego	<ul style="list-style-type: none"> wymogi dla połączeń wysokiego napięcia prądu stałego, połączeń między różnymi obszarami synchronicznymi oraz przyłączeń tzw. <i>Power Park Modules</i> obejmujących m.in. farmy wiatrowe 	ogłoszone ⁸²⁾	weszło w życie
Wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej	<ul style="list-style-type: none"> reguły bezpieczeństwa ruchowego oraz koordynacji funkcjonowania systemów przy szczególnym uwzględnieniu aspektów istotnych dla użytkowników przyłączonych do sieci przesyłowej, skoordynowana eksploatacja sieci przesyłowych oraz zoptymalizowanie pracy systemów elektroenergetycznych, skoordynowane funkcjonowanie systemów przesyłowych w celu osiągnięcia zadowalającego poziomu dotyczącego jakości częstotliwości 	proces komitologii zakończony w maju 2016 r.	ok. 6-10 miesięcy od zakończenia procesu komitologii
Kodeks sieci dotyczący pracy systemu w warunkach zagrożenia i odbudowy systemu po awarii	<ul style="list-style-type: none"> zapewnienie bezpieczeństwa oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej, procedury oraz czynności naprawcze realizowane w warunkach zagrożenia, blackout'u oraz odbudowy systemu po awarii, przygotowanie do obrony systemu, jego odbudowy oraz plany resynchronizacji z wyprzedzeniem, wymiana informacji, procesy operacyjne przy wejściu systemu w jedno z powyższych stadiów oraz doraźna analiza incydentów 	proces komitologii zakończony w październiku 2016 r.	ok. 6-10 miesięcy od zakończenia procesu komitologii

Źródło: Opracowanie własne URE.

⁷⁸⁾ Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, s. 24.⁷⁹⁾ Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, s. 42.⁸⁰⁾ Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, s. 10.⁸¹⁾ Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, s. 1.⁸²⁾ Dz. Urz. UE L 241 z 8.09.2016, s. 1.

Tabela 35. Stan prac nad przedłożonymi w 2016 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)	OSP	Decyzja ACER ⁸³⁾
Plan dotyczący wspólnego pełnienia funkcji operatora łączenia rynków (Plan MCO)	NEMO	Żądanie wprowadzenia zmiany przez organy regulacyjne
Metoda podziału dochodu z ograniczeń (CID)	OSP	Żądanie wprowadzenia zmiany przez organy regulacyjne
Metoda przekazywania danych dotyczących wytwarzania i obciążenia (GLDP)	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁸⁴⁾
Metoda wspólnego modelu sieci (CGM)	OSP	Żądanie wprowadzenia zmiany przez organy regulacyjne
Terminu gwarancji dla rynku dnia następnego (DAFD)	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Propozycja czasu otwarcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego i czasu zamknięcia bramki dla transgranicznego rynku dnia bieżącego (IDZGOT, IDCZGCT)	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia

Źródło: Opracowanie własne URE.

Europejskiej mają przyczynić się do wzrostu integracji europejskiego rynku gazu, bezpieczeństwa dostaw, promocji konkurencji oraz transgranicznego obrotu gazem, dzięki czemu korzyści odniesie gospodarka naszego kraju i odbiorcy gazu.

13 października 2015 r. Rada Regulatorów ACER nie udzieliła pozytywnej opinii w sprawie rekomendacji dotyczącej projektu NC TAR przygotowanego przez ENTSO-G na podstawie Wytucznych Ramowych (FG)⁸⁵⁾ i w związku z tym, pracę nad Kodek-

sem przejęła Komisja Europejska. Projekt NC TAR przygotowany przez Komisję został przedstawiony 26 lutego 2016 r.

Przedstawiciele URE uczestniczyli w pracach na tym projektem głównie w ramach Zespołu Zadaniowego ACER ds. Taryf oraz w ramach współpracy z Ministerstwem Energii. Strategiczne kwestie związane z NC TAR były również poruszone na spotkaniu przedstawicieli Komisji Europejskiej (DG Energy) z Prezesem URE 22 kwietnia 2016 r. Jednak od chwili przejścia prac nad projektem NC TAR przez Komisję Europejską ze strony Polskiej główny ciężar opiniowania projektu NC TAR spoczął na Ministrze Energii, którego przedstawiciele wielokrotnie uczestniczyli w spotkaniach (formalnych i nieformalnych) państw członkowskich Unii Europejskiej w ramach Komitetu Gazowego.

Na spotkaniu 30 września 2016 r. Komitet Gazo- wy zaopiniował pozytywnie projekt NC TAR przygotowany przez Komisję. Od tej chwili rozpoczęły się również prace nad przygotowaniem polskiej wersji językowej. Obowiązek ten spoczywa na Komisji Europejskiej, jednak przedstawiciele URE we współpracy z Ministerstwem Energii byli zaangażowani w proces opiniowania polskojęzycznej wersji NC TAR. Ogłoszenie NC TAR w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej nastąpiło w marcu 2017 r.

Niezależnie od ww. terminu publikacji NC TAR, ACER i ENTSO-G rozpoczęły przygotowania dotyczące wdrożenia jego przepisów. Na spotkaniu Zespołu Zadaniowego ACER ds. Taryf, które odbyło się 14 grudnia 2016 r. został przedstawiony harmonogram wdrażania NC TAR oraz wynikające z niego obowiązki regulatorów krajowych oraz operatorów. ENTSO-G zamierzał opublikować materiały wdrożeniowe dotyczące NC TAR (tzw. ENTSO-G I Doc)⁸⁶⁾, szczegółowo opisujące wszelkie kwestie związane z implementacją Kodeksu, łącznie z przykładami liczbowymi, oraz zorganizować warsztaty dla operatorów i uczestników rynku. Należy podkreślić, że opracowanie to będzie miało niewiązący, pomocniczy charakter, a w przypadku problemów interpretacyjnych pierwszeństwo będzie po stronie NC TAR.

Warto zaznaczyć, że w art. 9 ust. 2 projektu NC TAR znalazły się przepisy umożliwiające zastosowanie rabatów w stosunku do stawek odniesionych do zdolności przesyłowych na punktach wejścia do systemu przesyłowego z instalacji LNG. Może to być traktowane jako pewne osiągnięcie,

⁸³⁾ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES_CCR_DECISION.aspx

⁸⁴⁾ <http://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje/inne-decyzje-informacyj/3515,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2017-r.html>

⁸⁵⁾ Framework Guidelines on Rules Regarding Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas.

⁸⁶⁾ Implementation Document for TAR NC.

gdyż kwestia ta była jednym z priorytetów w trakcie prac nad projektem Kodeksu, ze względu na wpływ na konkurencyjność polskiego terminalu LNG w stosunku do innych terminali oraz kierunków zaopatrzenia w gaz ziemny.

2.3.2. Zatwierdzanie metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

W 2016 r. na granicach PL-SE i PL-LT funkcjonowały metody alokacji mocy przesyłowych zatwierdzone przez Prezesa URE w 2015 r.

Ze względu na wydaną we wrześniu 2015 r. opinię ACER⁸⁷⁾ stwierdzającą, zgodnie z wnioskiem Prezesa URE, niezgodność decyzji wydanych przez regulatorów z regionu Europy Środkowo-Wschodniej zatwierdzających metody alokacji zdolności przesyłowych z przepisami prawa unijnego oraz brakiem realizacji zaleceń wskazanych w opinii, Prezes URE nie zakończył postępowania administracyjnego prowadzonego w zakresie połączeń synchronicznych we wszystkich horyzontach czasowych: aukcje długoterminowe, dzienne i śróddzienne. Głównym zaleceniem opinii było bowiem

⁸⁷⁾ Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2015 on the compliance of National Regulatory Authorities' decisions approving the methods of allocation of cross-border transmission capacity in the Central-East Europe region with Regulation (EC) No 714/2009 and the Guidelines on the management and allocation of available transfer capacity of interconnections between national systems contained in Annex I thereto (http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf).

zobowiązanie się OSP i regulatorów z tego regionu do przyjęcia skoordynowanej procedury alokacji zdolności przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej, w oparciu o realistyczny lecz ambitny kalendarz wdrożenia z wyszczególnionymi konkretnymi krokami. Decyzja ACER w sprawie ustanowienia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR) również wskazuje na konieczność uwzględnienia granicy niemiecko-austriackiej jako granicy stref cenowych, na której zdolności przesyłowe muszą być kalkulowane i alokowane. Została ona zaskarżona do Komisji Odwoławczej ACER przez m.in. regulatora i austriackich OSP.



3. Budowa zintegrowanego rynku gazu ziemnego państw UE

W 2014 r. ACER przedstawiła dokument „A Bridge to 2025”, w którym określiła pięć głównych celów wewnętrznego rynku energii w UE (Internal Energy Market) do 2025 r. – tj. ustanowienie płynnego, konkurencyjnego i zintegrowanego hurtowego rynku energii, wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw w Europie, ograniczenie zużycia węgla, zwiększenie roli odnawialnych źródeł energii oraz inteligentnych i elastycznych dostaw energii, rozwój rynku detalicznego z korzyścią dla odbiorców oraz promowanie dialogu uczestników rynku, współpracy i nowych rozwiązań w zakresie zarządzania.

W ramach implementacji tych celów w 2015 r. ACER we współpracy z krajowymi organami regulacji energetyki dokonała aktualizacji dokumentu

Gas Target Model i przyjęła Gas Target Model II, w którym kluczowe znaczenie przypisała bezpieczeństwu dostaw i konkurencyjności źródeł gazu, opartych na płynnym, konkurencyjnym, elastycznym i działającym rynku hurtowym oraz dywersyfikacji źródeł gazu. W ramach implementacji wytycznych Gas Target Model II w 2016 r. prowadzono m.in. współpracę w ramach inicjatyw regionalnych, a także przygotowywano i wdrażano kodeksy sieciowe oraz wytyczne Komisji Europejskiej.

3.1. Rynki i inicjatywy regionalne gazu ziemnego

Polska uczestniczyła w omówionych poniżej inicjatywach podejmowanych przez państwa członkowskie UE oraz państwa sąsiednie, mających na celu integrację rynków gazu ziemnego w regionie.

Gazowa Inicjatywa dla Regionu Południe i Południowo-Wschód (Gas Regional Initiative South, South-East – GRI SSE)

Do GRI SSE należy 12 państw członkowskich Unii Europejskiej (Austria, Bułgaria, Chorwacja, Cypr, Czechy, Grecja, Polska, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Węgry oraz Włochy) oraz 8 państw Wspólnoty Energetycznej (Albania, Bośnia i Hercegowina, Kosowo, Była Jugosłowiańska Republika Macedonii, Mołdawia, Czarnogóra, Serbia i Ukraina). Celem tej inicjatywy jest pogłębienie i rozszerzenie zakresu integracji rynku zgodnie z Gas Target

Model II, harmonizacja wdrożenia trzeciego pakietu energetycznego oraz wzmocnienie współpracy między państwami członkowskimi UE a sąsiadującymi z nimi państwami Wspólnoty Energetycznej.

Rysunek 46. Państwa wchodzące w skład GRI SSE



Źródło: http://www.acer.europa.eu/en/gas/regional_%20initiatives/south_south-east_gri/pages/default.aspx

Przez region ten przebiegają trasy ważnych gaziociągów, którymi przesyłany jest gaz z Rosji do Unii Europejskiej. Łączny wolumen zużycia gazu w państwach członkowskich UE wchodzących w skład GRI SSE wynosi ok. 120 mld m³/rok, tj. ok. 30% łącznego wolumenu UE, zaś łączny wolumen zużycia gazu w państwach będących stronami Traktatu o Wspólnotie Energetycznej – ok. 50 mld m³/rok.

Spotkania regionu SSE odbywają się zazwyczaj dwa razy w roku. Nadzór nad pracami w regionie oraz wyznaczanie priorytetów i monitoring realizacji postępów współpracy GRI SSE odbywa się w ramach spotkań Regionalnego Komitetu Koordynacyjnego (Regional Coordination Committee – RCC), do którego należą regulatorzy regionu SSE, Komisja i ACER. Ponadto, istotną rolę doradczą oraz swoiste forum dyskusyjne stanowi Grupa Uczestników Rynku (Stakeholders Group – SG), w spotkaniach której biorą udział przedstawiciele regulatorów, Komisji, ACER, ministerstw, operatorów systemów przesyłowych, platform obrotu oraz zainteresowani uczestnicy rynku. Zgodnie z Planem Prac regionu na lata 2015–2018 podjęto również prace w ramach forum współpracy regulatorów i operatorów przesyłowych, tj. Grupy Implementacyjnej (Implementation Group – IG), której prace skupione są na zharmonizowanym wdrożeniu przepisów kodeksów sieci w regionie SSE.

Plan Prac regionu na lata 2015–2018 przewiduje następujące priorytety: wdrożenie kodeksów sieciowych (CAM, BAL, IO), integracja rynkowa oraz bezpieczeństwo dostaw. W 2016 r. praca regionu koncentrowała się na kwestiach związanych z wdrożeniem ww. kodeksów sieciowych, w szczególności wymianie doświadczeń i wypracowaniu wspólnych rozwiązań. Ponadto kontynuowano projekt dotyczący harmonizacji zasad udzielania koncesji na obrót hurtowy gazem ziemnym.

Grupa Wyszehradzka (V4)

Grupa Wyszehradzka stanowi forum współpracy Polski, Węgier, Czech oraz Słowacji, oparte na trzech filarach:

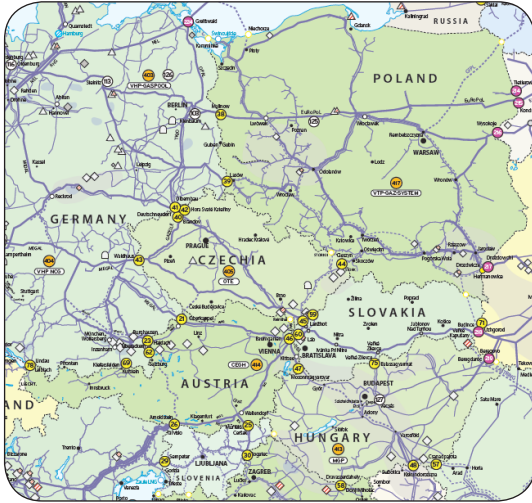
- rozbudowa infrastruktury i połączeń między tymi państwami (Polska-Słowacja, Słowacja-Węgry, Polska-Czechy) jako niezbędnych dla dalszej integracji w regionie,
- rozwój rynku gazu ziemnego – wdrażanie kodeksów sieciowych, model dalszej integracji,
- współpraca instytucjonalna – współpraca w szczególności między ministrami, organami regulacji energetyki oraz operatorami systemów przesyłowych gazowych.

Pozostaje ona otwarta na współpracę z innymi państwami, w tym z Litwą, Łotwą, Estonią, Rumunią, Ukrainą, Mołdawią oraz Chorwacją (rys. 47 str. 151).

Głównym celem trwającej w okresie od 1 lipca 2016 r. do 30 czerwca 2017 r. piątej już polskiej prezydencji w Grupie Wyszehradzkiej jest wypracowanie i zbliżenie stanowisk poszczególnych państw w sprawach o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego regionu, w tym w sprawie Partnerstwa Wschodniego oraz Wspólnoty Energetycznej, celem wzmocnienia pozycji Unii Europejskiej w negocjacjach dotyczących dostawy energii, zwiększenia przejrzystości umów i porozumień międzyrządowych dotyczących dostaw energii oraz poprawy poziomu bezpieczeństwa i dywersyfikacji źródeł gazu, jego dostawców oraz tras przesyłowych.

W odniesieniu do sektora gazu ziemnego szczególne cele to kontynuacja prac nad projektami

Rysunek 47. Schemat sieci przesyłowych gazu w Europie Środkowej



Źródło: Gas transmission network in Central Europe: https://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity-2016/ENTSOG_CAP_MAY2016_A0FORMAT.pdf

inwestycyjnymi wchodzącymi w zakres Korytarza Gazowego Północ-Południe i zapewnienie bądź pozyskanie wsparcia finansowego z funduszy unijnych na ich realizację, analiza sposobów wykorzystania infrastruktury przesyłowej służącej do importu gazu na terytorium państw Grupy Wyszehradzkiej (w tym terminalu LNG w Świnoujściu), popieranie wspólnego stanowiska w przedmiocie projektu Nord Stream 2, pogłębienie współpracy w zakresie bezpieczeństwa dostaw, w szczególności wypracowanie wspólnego stanowiska podczas prac nad zmianą rozporządzenia 994/2010,

wzmocnienie jednolitego rynku gazu zgodnie z Gas Target Model II, aktualizacja Mapy Drogowej przyjętej przez Grupę Wyszehradzką w 2013 r.

Wspólnota Energetyczna (Energy Community – EnC)

Stronami Traktatu o Wspólnocie Energetycznej są Unia Europejska oraz Albania, Bośnia i Hercegowina, Kosowo, Była Jugosłowiańska Republika Macedonii, Mołdawia, Czarnogóra, Serbia i Ukraina. Status obserwatorów posiadają Armenia, Gruzja (obecnie prowadzi ona rozmowy o przystąpieniu do Wspólnoty Energetycznej jako członek), Norwegia i Turcja. Głównym celem EnC jest utworzenie zintegrowanego rynku energii w Europie Południowo-Wschodniej, uwzględniającego w szczególności takie same ramy prawne. W tym celu postuluje się tworzenie zachęt do inwestowania m.in. w rozbudowę sieci dla zapewnienia ciągłych dostaw energii, stworzenie zintegrowanego rynku energii, poprawę bezpieczeństwa dostaw oraz rozwój konkurencji w skali regionu (rys. 48).

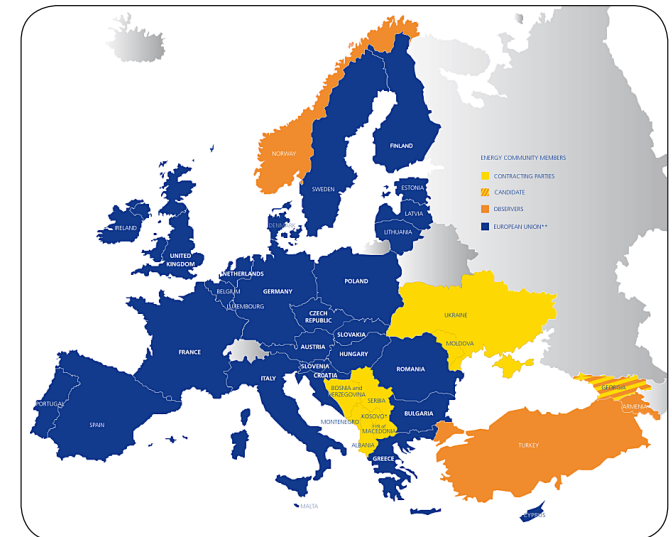
W 2016 r. przedstawiciele URE uczestniczyli we współpracy ze Wspólnotą Energetyczną zarówno w ramach struktur GRI SSE, jak i współpracy pomiędzy ACER i EnC.

W 2016 r. Komisja Europejska zwróciła się do Prezesa URE i do pozostałych regulatorów krajów UE sąsiadujących z krajami Wspólnoty Energetycznej o podpisanie

deklaracji w sprawie wdrożenia kodeksów sieciowych gazu i wytycznych przyjętych na podstawie rozporządzenia 715/2009 na wspólnych punktach połączeń międzysystemowych. Prezes URE podpisał taką deklarację 28 grudnia 2016 r. zobowiązując się dążyć do wdrożenia zasad wynikających z ww. kodeksów na połączeniach z Ukrainą, jak tylko uzyska informację od regulatora ukraińskiego o implementacji tych zasad.

W punkcie połączenia międzysystemowego w Hermanowicach k. Ukraina OGP Gaz-System S.A. i PJSC Ukrtransgaz częściowo wdrożyli zasa-

Rysunek 48. Państwa wchodzące w skład Wspólnoty Energetycznej



Źródło: https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/MEMBERS

dy wynikające z przepisów kodeksów sieciowych, w szczególności rozporządzeń IO oraz CAM.

3.2. Współpraca w zakresie sporządzenia i stosowania kodeksów sieci i wytycznych ramowych

W 2016 r. rozpoczęło się stosowanie rozporządzenia IO oraz obowiązek stosowania w określonych punktach mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” zgodnie z Wytycznymi stanowiącymi Załącznik I do rozporządzenia 715/2009. Kontynuowane były prace nad nowymi rozporządzeniami – nowelizacją rozporządzenia CAM, celem szczegółowego uregulowania mechanizmu przydziału zdolności przyrostowej, oraz rozporządzenia TAR, dotyczącego ujednocnionej struktury taryf przesyłowych dla gazu. W pracach tych uczestniczyli również przedstawiciele URE.

Kodeks sieciowy dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks – NC BAL)

1 października 2015 r. zaczęły obowiązywać przepisy rozporządzenia BAL. Reguluje ono zasady bilansowania systemu, jak i rozliczenia z użytkownikami systemu z tytułu indywidualnego niezbilansowania. Głównym celem rozporządzenia BAL jest jak najszybsze powstanie krótkoterminowych

rynków hurtowych paliwa gazowego i integracja unijnego rynku gazu dzięki spójnym zasadom bilansowania na terenie państw UE. Przepisy te zostały zaimplementowane przez polskiego OSP z uwzględnieniem środków tymczasowych, które wymagają corocznej weryfikacji przez Prezesa URE w postępowaniu administracyjnym. Wśród środków tymczasowych stosowanych przez OSP jest tolerancja niezbilansowania (5%), platforma rynku bilansującego oraz formuła obliczania opłaty za niezbilansowanie.

W 2016 r. OSP przedłożył Prezesowi URE do zatwierdzenia drugie sprawozdanie dotyczące przedłużenia stosowania środków tymczasowych na kolejny rok gazowy. Zostało ono zatwierdzone 30 września 2016 r. po konsultacji z sąsiednimi regulatorami.

Na wniosek OGP Gaz-System S.A. 26 września 2016 r. Prezes URE wydał zgodę na prowadzenie przez operatora obrotu gazem na platformie obrotu European Energy Exchange AG działającej na sąsiadującym obszarze bilansowania GASPOOL w Niemczech oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania w celu prowadzenia działań bilansujących na obszarach bilansowania, dla których pełni on funkcję operatora systemu przesyłowego, tj. obszaru bilansowania polskiego odcinka gazociągu Jamał – Europa Zachodnia (Systemu Gazociągów Tranzytowych – SGT) oraz obszaru bilansowania gazu wysokometanowego Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP), a także zgodę na prowadzenie obrotu gazem na platformie obrotu prowadzonej przez TGE S.A. w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego KSP oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania

w celu prowadzenia działań bilansujących na obszarze bilansowania SGT na okres od godziny 6:00 1 października 2016 r. do godziny 6:00 1 października 2017 r.

Na podstawie rozporządzenia BAL, Prezes URE zobligowany został do wyznaczenia podmiotu odpowiedzialnego za przygotowywanie i przekazywanie do OSP (OGP Gaz-System S.A.) prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż raz na dobę ilości odbieranych przez użytkowników systemu oraz wyboru jednego z trzech wariantów przekazywania użytkownikom systemu informacji w procesie bilansowania handlowego. Po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku gazu i operatorami Prezes URE wyznaczył 11 maja 2016 r. PSG Sp. z o.o. podmiotem odpowiedzialnym za prognozowanie. Dokonano wyboru wariantu podstawowego przekazywania informacji. Zgodnie z treścią tej decyzji PSG Sp. z o.o. podjął swoje obowiązki związane z prognozowaniem od 1 września 2016 r.

W ramach wdrażania przepisów rozporządzenia BAL, 9 listopada 2016 r. w Warszawie zorganizowane zostały warsztaty dotyczące zasad bilansowania. Spotkanie zostało zorganizowane przez ACER oraz ENTSO-G. W warsztatach wzięli udział uczestnicy rynku, operatorzy i pracownicy administracji z Polski i UE. Na warsztatach były poruszane kwestie m.in. systemu wymiany informacji w procesie bilansowania, wdrażania środków przejściowych oraz celów osiągniętych dzięki ich wprowadzeniu. Ponadto prowadzona była dyskusja dotycząca interpretacji przepisów kodeksu.

Kodeks sieciowy dotyczący mechanizmów alokacji przepustowości w systemach przesyłowych gazu (Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems – NC CAM)

Rozporządzenie CAM reguluje zasady przydziału przepustowości w punktach połączeń międzysystemowych oraz zasady współpracy operatorów systemów przesyłowych w tym procesie. Jako mechanizm alokacji zdolności rozporządzenie CAM przewiduje procedurę aukcyjną z wykorzystaniem platformy internetowej przeznaczonej do rezerwacji zdolności ciągłej i przerywanej w punktach połączeń międzysystemowych. Przepustowość oferowana w tych punktach powinna być powiązana. We wszystkich punktach połączeń międzysystemowych stosuje się ten sam model aukcji, a odpowiednio procesy aukcyjne rozpoczynają się jednocześnie w odniesieniu do wszystkich odpowiednich punktów. W ramach każdego procesu aukcyjnego dotyczącego jednego standardowego produktu z zakresu zdolności, zdolność alokowana jest niezależnie od każdego innego procesu aukcyjnego, z wyjątkiem tzw. zdolności konkurujących.

W 2016 r. operatorzy systemów przesyłowych (OGP Gaz-System S.A. z GASCADE Gastransport GmbH w odniesieniu do punktu połączenia Mallnow i z ONTRAS Gastransport GmbH w odniesieniu do GCP) prowadzili rozmowy celem dokonania wyboru wspólnej platformy rezerwacyjnej, na której alokowana będzie przepustowość w polsko-niemieckich punktach połączeń międzysystemowych stosownie do art. 27 ust. 1 rozporządzenia CAM.

Brak pozytywnego wyniku tych rozmów był przyczyną podjęcia prac nad nowymi rozwiązaniami legislacyjnymi w ramach nowelizacji kodeksu CAM, aby przewidzieć procedurę wyboru platformy rezerwacyjnej w sytuacji braku porozumienia pomiędzy operatorami.

W 2016 r. kontynuowano prace legislacyjne również nad innymi aspektami związanymi z alokacją przepustowości, przede wszystkim procedurą alokacji związaną z nowymi projektami w zakresie budowy lub rozbudowy zdolności transgranicznych. Nowe przepisy prawne będą stosowane od kwietnia 2017 r.

Kodeks sieciowy dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (Network Code on Interoperability and Data Exchange Rules – NC IO)

Rozporządzenie IO jest stosowane od 1 maja 2016 r. Wskazany jest w nim minimalny zakres postanowień, które sąsiadujący OSP są zobowiązani zawrzeć w umowach dotyczących punktów połączeń międzysystemowych, w tym m.in. zasady alokacji ilości gazu, sterowania przepływem, pomiaru ilości i jakości gazu oraz procesu sprawdzania zgodności. Umowy takie powinny również regulować procedury komunikacji w przypadku zdarzeń wyjątkowych oraz zasady rozstrzygania sporów wynikających z umów dotyczących połączenia międzysystemowego. Jeżeli operatorzy sąsiadujących systemów przesyłowych nie będą w stanie osiągnąć porozumienia w sprawie wymaganych przepisami rozporządzenia niezbędnych elemen-

tów takiej umowy, są oni zobowiązani do zawarcia umowy w zakresie, który nie został uzgodniony, na podstawie wzoru opracowanego przez ENTSO-G.

W rozporządzeniu IO przyjęto jednolity katalog jednostek pomiarowych odnoszących się do ciśnienia (bar), temperatury (°C), objętości (m³), ciepła spalania (kWh/m³), jednostek energii (kWh) oraz liczby Wobbego (kWh/m³). W kodeksie wskazano również środki zmierzające do synchronizacji standardów w zakresie jakości gazu oraz jego nawaniania tak, aby nie stanowiły one bariery w handlu transgranicznym. Uregulowany został również monitoring jakości gazu, w ramach którego wyróżniono monitoring krótko- oraz długookresowy.

Ścisłe uregulowane zostały kwestie związane z wymianą danych między OSP, jak również między OSP a użytkownikami aktywnymi w punktach połączeń transgranicznych. Zgodnie z tym rozporządzeniem ujednoczeniu podlega format danych oraz sposób ich wymiany. Określono również obowiązki OSP i użytkowników sieci w zakresie zapewnienia odpowiednich środków bezpieczeństwa danych.

Zgodnie z postanowieniami art. 9 ust. 4 rozporządzenia IO zasady alokacji dobowych ilości gazu przesłanego na rzecz poszczególnych użytkowników systemu w punkcie Mallnow zostały poddane konsultacjom rynkowym. W wyniku konsultacji operatorzy tego punktu, tj. OGP Gaz-System S.A. oraz GASCADE, postanowili podpisać umowę wprowadzającą zasady alokacji z wykorzystaniem konta operatorskiego (OBA) dla obydwu kierunków przepływu gazu, na podstawie której 1 listopada 2016 r. zaczęła obowiązywać zasada „alokacji według nominacji”.

.....

4. Realizacja obowiązków dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej

W 2016 r. rozpoczęto prace nad wyborem projektów, które mają zostać uwzględnione w trzeciej unijnej liście projektów wspólnego zainteresowania projektów niezbędnych do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej, określonych w załączniku I rozporządzenia 347/2013. Prace te odbywały się w grupach regionalnych, w skład których wchodził przedstawiciel: Komisji, ACER, ENTSO-E, państw członkowskich, krajowych organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych. Prezes URE uczestniczył w pracach grup: „Baltic Energy Market Interconnection Plan in electricity” (BEMIP Electricity) i „North-South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe” (NSI East Electricity). Prace grup regionalnych zostaną zakończone w 2017 r., po czym Komisja ogłosi trzecią listę projektów wspólnego zainteresowania.



5. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Do zadań Prezesa URE związanych z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT należy przede wszystkim:

- 1) przeprowadzanie kontroli lub postępowań wyjaśniających w sprawach dotyczących podejrze-

nia o manipulacje na hurtowym rynku energii oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi, oraz

- 2) wymierzanie kar pieniężnych związanych z naruszeniem zakazów i obowiązków przewidzianych przepisami rozporządzenia REMIT oraz ustawy – Prawo energetyczne, odnoszącymi się do ww. rozporządzenia.

Prezes URE zobowiązany jest także do współpracy z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT.

Do podstawowych obowiązków uczestników rynku należy raportowanie do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń, jak również publikowanie informacji wewnętrznych. Raportowanie informacji do ACER jest poprzedzone obowiązkiem rejestracji uczestników rynku w krajowym rejestrze tych uczestników. Uczestnicy rynku podlegają zakazowi dokonywania manipulacji lub próby manipulacji na rynku, jak również prowadzenia handlu w oparciu o informację wewnętrzną.

Szczególna rola spoczywa także na osobach zajmujących się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji na hurtowych rynkach energii (PPATs)⁸⁸, które mają obowiązek tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur

⁸⁸ PPATs – Persons Professionally Arranging Transactions.

służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz zakazu manipulacji na rynku. W Polsce funkcję PPATs pełnią następujące podmioty: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A., PSE S.A., Polish Trading Point S.A. oraz InfoEngine S.A. W 2016 r. odbył się spotkanie Prezesa URE z ww. podmiotami, w celu zwrócenia uwagi na ich obowiązki oraz ustalenia zasad współpracy.

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT zostały udostępnione na stronie internetowej URE⁸⁹. Uczestnicy rynku mogą także przysłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail⁹⁰ pytania dotyczące realizacji obowiązków wynikających z ww. rozporządzenia oraz z przepisów wykonawczych dotyczących procesu rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal”⁹¹ poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

Rejestracja uczestników polskiego rynku energii prowadzona jest przez URE za pośrednictwem scentralizowanego europejskiego rejestru uczestników rynku energii (CEREMP), przygotowanego przez ACER. Na koniec 2016 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych łącznie ok. 12 000 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku z Polski wyniosła ponad 550 (ok. 5% wszystkich zarejestrowanych podmiotów).

⁸⁹ <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/remit/6013,REMIT.html>

⁹⁰ REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

⁹¹ <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach⁹²⁾ odbywa się wyłącznie za pośrednictwem podmiotów, które uzyskują nadany przez ACER status tzw. *Registered Reporting Mechanism* (RRM). Na koniec 2016 r. status RRM posiadało ok. 110 podmiotów, z czego prawie 50 pełniło rolę RRM dla innych uczestników rynku, natomiast ok. 60 raportowało we własnym imieniu jako uczestnicy rynku. W Polsce podmiotami realizującymi zadania RRM w 2016 r. były: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A., PSE S.A. oraz PGE Dom Maklerski S.A. W 2016 r. w systemie ARIS w skali całej UE codziennie rejestrowanych było ok. 1 mln transakcji, w tym zleceń. Od czerwca 2016 r. podmioty raportowały łącznie ponad 35 mln transakcji miesięcznie.

Publikowanie przez uczestników rynku informacji wewnętrznych może odbywać się na stronach internetowych tych uczestników, jak również za pośrednictwem dostępnej nieodpłatnie dla każdego uczestnika rynku Giełdowej Platformy Informacyjnej (GPI)⁹³⁾ prowadzonej przez TGE S.A. Platforma ta została zarejestrowana w ACER i funkcjonuje jako RIS (*Regulated Information Services*).

Współpraca ACER z krajowymi organami regulacyjnymi odbywa się w oparciu o stosowne po-

rozumienia zawarte w 2013 r. W 2016 r. Prezes URE, realizując zadania w zakresie monitorowania rynku energii oraz współpracy z ACER, prowadził postępowania wyjaśniające. W zakresie współpracy z innymi organami regulacyjnymi, pod koniec 2016 r. Prezes URE podjął działania mające na celu rozpoznanie możliwości przystąpienia do Grupy Południowej, w ramach której współpracują organy regulacyjne z Austrii, Słowenii, Węgier, Czech i Chorwacji, oraz Grupy Nordycko-Bałtyckiej, w ramach której współpracują organy regulacji energetyki ze Szwecji, Norwegii, Danii, Finlandii, Litwy, Łotwy, Estonii i Wielkiej Brytanii oraz giełda energii Nord Pool.



Część V. Ciepłownictwo



1. Rynek ciepła – sytuacja ogólna

1.1. Lokalne rynki ciepła

W odróżnieniu np. od rynku energii elektrycznej, cechą charakterystyczną sektora ciepłowniczego jest jego lokalny charakter. Przedsiębiorstwa dostarczają do odbiorców ciepło za pośrednictwem sieci, w których nośnikiem jest woda lub para. Transport nośników ciepła rurociągami generuje straty ciepła i w związku z tym lokalny obszar działania poszczególnych systemów ciepłowniczych (sieci ciepłowniczych zasilanych z jednego lub kilku

źródeł ciepła) jest determinowany względami ekonomicznymi.

Sektor usług ciepłowniczych charakteryzuje się niskim poziomem konkurencji. Uznawany jest za funkcjonujący w obszarze monopolu naturalnego.

Lokalne warunki oraz zaszczości historyczne mają wpływ na zróżnicowanie rozwiązań organizacyjnych sektora ciepłowniczego w Polsce. Innym aspektem wpływającym na zróżnicowanie sektora ciepłowniczego są różne formy prawne przedsiębiorstw eksploatujących poszczególne systemy ciepłownicze. Poza tym systemy ciepłownicze są różnej wielkości, co wpływa na tzw. efekt skali, a lokalne usytuowanie systemów ciepłowniczych wpływa na koszty pracy działalności. Dodatkowo, ciepło wytwarzane jest z różnych rodzajów paliw, co również w dużym stopniu wpływa na koszt jednostkowy wytworzonego ciepła.

Zróżnicowanie cen i stawek opłat prezentują poniższe tabele. Analizując je należy mieć na uwadze, że przedstawiają one ceny (dotyczące towaru, jakim jest wytworzone ciepło) i stawki opłat (odnoszą się do usługi przesyłania i dystrybucji ciepła) w zatwierdzonych taryfach w 2016 r. w oddziałach terenowych URE oraz w departamencie DRE. Taryfy dla ciepła kształtowane są na bazie wielkości planowanych na pierwszy rok stosowania taryfy, a więc po zakończeniu tego okresu naturalnymi są odstępstwa od wskazanych średnich cen i stawek opłat. Co więcej, taryfy dla ciepła najczęściej obowiązują w okresach nie pokrywających się z rokiem kalendarzowym, więc sprawozdanie „za rok”, będzie nieznacznie odbiegało od wielkości podanych na podstawie danych zawartych we wniosku o zatwierdzenie taryfy.

⁹²⁾ Przekazywane dane są gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

⁹³⁾ Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

Tabela 36. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania tariff zatwierdzonych w 2016 r.

Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła
	średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Mazowieckie	38,56	12,64
Dolnośląskie	40,84	18,47
Opolskie	42,19	16,82
Kujawsko-pomorskie	41,47	18,54
Wielkopolskie	38,87	16,54
Pomorskie	45,42	24,24
Warmińsko-mazurskie	36,04	13,49
Małopolskie	35,40	20,42
Podkarpackie	45,53	18,79
Śląskie	40,40	17,04
Łódzkie	38,43	14,39
Świętokrzyskie	34,98	18,72
Zachodniopomorskie	41,34	20,49
Lubuskie	40,71	19,28
Lubelskie	35,65	13,97
Podlaskie	39,44	18,74
Ogółem kraj	39,39	18,07

Źródło: URE.

Tabela 37. Średnioważone ceny ciepła dostarczanego bez pośrednictwa oraz za pośrednictwem sieci ciepłowniczej dla pierwszego roku stosowania tariff zatwierdzonych w 2016 r.

Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]		
	ogółem	z tego dostarczanego:	
		bez pośrednictwa sieci	za pośrednictwem sieci
Mazowieckie	38,56	28,69	39,53
Dolnośląskie	40,84	67,26	40,52
Opolskie	42,19	71,85	40,10
Kujawsko-pomorskie	41,47	50,79	41,13
Wielkopolskie	38,87	50,70	38,01

Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]		
	ogółem	z tego dostarczanego:	
		bez pośrednictwa sieci	za pośrednictwem sieci
Pomorskie	45,42	84,70	42,31
Warmińsko-mazurskie	36,04	41,06	35,44
Małopolskie	35,40	47,50	34,93
Podkarpackie	45,53	44,12	45,93
Śląskie	40,40	39,24	40,68
Łódzkie	38,43	52,84	38,32
Świętokrzyskie	34,98	89,99	34,01
Zachodniopomorskie	41,34	77,25	40,75
Lubuskie	40,71	39,22	40,91
Lubelskie	35,65	55,08	35,12
Podlaskie	39,44	81,72	39,27
Ogółem kraj	39,39	42,87	39,11

Źródło: URE.

Tabela 38. Średnioważone ceny ciepła dla pierwszego roku stosowania tariff zatwierdzonych w 2016 r. w zależności od rodzaju paliwa podstawowego używanego w źródłach ciepła

Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]					
	miał węgla kamiennego	węgiel brunatny	gaz ziemny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	paliwa pozostałe
Mazowieckie	36,97		42,85	111,01		
Dolnośląskie	40,70		42,59	78,53		
Opolskie	40,35		61,92	117,73		
Kujawsko-pomorskie	40,92		58,78	91,96		37,02
Wielkopolskie	37,85	30,74	63,16	110,61		56,49
Pomorskie	40,63		72,98	112,74		31,87
Warmińsko-mazurskie	34,69		66,13	121,77		40,11
Małopolskie	35,44		76,74	104,26		28,99
Podkarpackie	41,24		49,79			46,03
Śląskie	40,35		77,85	140,38		39,62
Łódzkie	40,38	20,21	62,85	93,26		
Świętokrzyskie	34,20		83,08			
Zachodniopomorskie	39,64		76,02	124,19		46,03
Lubuskie	44,42		41,17			31,64
Lubelskie	35,27		73,58			117,22
Podlaskie	35,96		67,79	94,44		41,33
Ogółem kraj	38,62	25,25	48,47	104,12		39,12

Źródło: URE.

1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Opis sektora ciepłowniczego przygotowujemy jest co roku w oparciu o dane zbierane przez Prezesa URE w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Badanie przeprowadzane jest w I kwartale każdego roku. Opis sektora ciepłowniczego za 2015 r. został zamieszczony w publikacji pt. „Energetyka ciepła w liczbach – 2015” i opublikowany we wrześniu 2016 r. na stronie www.ure.gov.pl. Publikacja dotycząca 2016 r. dostępna będzie w bieżącym roku, po przetworzeniu danych zgromadzonych w trakcie badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych

Ze względu na lokalny charakter działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych, komórkami URE regulującymi tę działalność są oddziały terenowe URE oraz departament DRE.

Zakres obowiązków departamentu DRE w 2016 r. obejmował m.in. prowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielenia, zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepłem dla podmiotów mających siedzibę w województwie mazowieckim i prowadzących działalność gospodarczą w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło, którzy zakupują rocznie ciepło w łącznej ilości co najmniej 250 tys. GJ, z wyłączeniem źródeł kogeneracyjnych oraz, w których jednocześnie występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Ponadto, departament DRE prowadził postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych z województwa mazowieckiego dostarczających ciepło do odbiorców w łącznej ilości co najmniej 250 000 GJ rocznie ze źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych, w tym źródeł, w których występuje współspalanie paliw kopalnych i biomasy lub biogazu.

Oddziały terenowe, zgodnie z zakresem zadań, prowadziły postępowania administracyjne w sprawie udzielenia, zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia

wygaśnięcia koncesji (promesy koncesji) na wykonywanie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem. Ponadto prowadziły postępowania administracyjne w sprawach dotyczących zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw objętych obowiązkiem uzyskania koncesji.

Szczegółowe dane liczbowe dotyczące działalności oddziałów terenowych przedstawione są w części X niniejszego Sprawozdania.

2.1. Koncesje

W 2016 r. nie uległy zmianie przepisy dotyczące koncesjonowania działalności ciepłowniczej. Obowiązkiem uzyskania koncesji objęta jest cała działalność gospodarcza związana z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, z wyłączeniem wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy cieplnej zainstalowanej nieprzekraczającej 5 MW, wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych, a także wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc cieplna zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

Udzielanie koncesji następuje na wniosek przedsiębiorcy i opiera się wyłącznie na merytorycznych przesłankach i równoprawnym traktowaniu ubiegających się o nią podmiotów, bez względu na ich formę własności.

W 2016 r. liczba koncesjonariuszy zajmujących się działalnością gospodarczą związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, według stanu na 31 grudnia 2016 r., była na porównywalnym poziomie jak w roku ubiegłym. Na krajowym rynku

ciepła koncesję na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 428 przedsiębiorstw (431 w 2015 r.).

Od 2005 r. obserwuje się stabilizację liczby koncesjonariuszy. Od tego czasu obowiązkiem uzyskania koncesji objęci są przedsiębiorcy posiadający moc wytwórczą ciepła powyżej 5 MW. Wcześniej wartością graniczną był 1 MW. Po 2005 r. zmiany na rynku ciepłowniczym były raczej niewielkie i w szczególności wynikały z przekształceń organizacyjno-własnościowych: przejmowania majątku ciepłowniczego przez inne przedsiębiorstwa koncesjonowane, konsolidacji przedsiębiorstw oraz ograniczania zakresu działalności skutkującego brakiem obowiązku posiadania koncesji.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze są coraz częściej zainteresowane rozszerzeniem swojej działalności. Szukają przede wszystkim możliwości wejścia na nowe, nawet małe rynki lokalne. Działalność niektórych firm ciepłowniczych znacznie wykracza poza pierwotny obszar funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa, nie tylko ościennie. Wejście na nowe rynki ciepła następuje poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednocześnie ze względu na zmniejszenie zużycia ciepła przez odbiorców indywidualnych, które jest wynikiem m.in. termomodernizacji budynków, firmy ciepłownicze zmuszone są optymalizować swoją działalność i poszukiwać nowych klientów.

Udzielanie koncesji/promesy koncesji

W 2016 r. udzielono łącznie 21 koncesji w zakresie ciepłownictwa (11 w zakresie wytwarzania

ciepła, 7 w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz 3 w zakresie obrotu ciepłem) oraz 5 promes koncesji (wszystkie w zakresie wytwarzania ciepła).

Zmiany koncesji/promes koncesji

W omawianym okresie dokonano 192 zmian koncesji w zakresie ciepła. Wydano również 2 decyzje zmieniające promesy koncesji, nie wydano decyzji o odmowie zmiany koncesji, czy też odmowie zmiany promesy koncesji.

Zmiany koncesji w zakresie ciepła związane były ze zmianą nazwy czy adresu siedziby koncesjonariusza, a także ze zmianą przedmiotu i zakresu prowadzonej działalności polegającej przede wszystkim na zwiększeniu liczby źródeł ciepła, czy też na ograniczeniu zakresu prowadzonej działalności koncesjonowanej.

Inne decyzje w sprawach koncesji

W 2016 r. cofnięto i stwierdzono wygaśnięcie 2 decyzji, umorzonych zostało 6 postępowań administracyjnych w zakresie ciepła.

2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

Zgodnie z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Ostatnia zmiana przepisów regulujących sposób kształtowania taryf dla ciepła dotyczyła przede wszystkim przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji z energią elektryczną. Przepisy te uprościły sposób kształtowania taryf oraz doprecyzowały kryteria, jakie należy uwzględnić przy ustalaniu wysokości zwrotu z kapitału. Przepisy weszły w życie w listopadzie 2010 r.⁹⁴⁾

W 2016 r. kontynuowano proces zatwierdzania taryf dla ciepła przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną i ciepło w kogeneracji, w oparciu o przepisy wprowadzające uproszczony system zatwierdzania taryf. Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji coraz chętniej korzystają z uproszczonego sposobu zatwierdzania taryf dla ciepła. Należy zwrócić uwagę, że uproszczony sposób kalkulacji cen w taryfach dla ciepła przedsiębiorstw eksploatujących źródła wyposażone w jednostki kogeneracji uwzględnia z pewnym przesunięciem czasowym zmiany cen paliw jakie nastąpiły w poprzednich latach. Zatem obserwowane zmiany np. cen paliw, będą miały wpływ na zmiany cen w jednostkach kogeneracji w kolejnych latach.

W 2016 r. w taryfach zatwierdzonych przez Prezesa URE wystąpiło 139 źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w jednostkach kogeneracji, w tym dla 127 źródeł taryfy dla ciepła ukształtowane zostały w sposób uproszczony, o którym mowa w § 13 ww. rozporządzenia.

⁹⁴⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291).

W pozostałym zakresie (w odniesieniu do źródeł nieposiadających jednostek kogeneracji, a więc niekorzystających z uproszczonego sposobu kształtowania taryf), wnioski o zatwierdzenie taryf dla ciepła składane przez przedsiębiorstwa były analizowane pod kątem zapewnienia przedsiębiorstwom pokrycia wyłącznie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności i uzasadnionego zwrotu z kapitału.

W 2016 r. zatwierdzono ogółem 310 taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych. Prowadzono 427 postępowań administracyjnych, z czego 109 zostało przeniesionych na kolejny rok. Odmówiono zatwierdzenia taryfy w 3 przypadkach, 2 postępowania zostały zawieszono, a 3 umorzono.

W 2016 r. prowadzono 106 postępowań dotyczących zmian taryf dla ciepła, z czego w 90 przypadkach zatwierdzono zmiany obowiązujących taryf dla ciepła, natomiast w 1 przypadku odmówiono zmiany taryfy. W 7 przypadkach umorzono postępowanie w sprawie zmiany taryfy, a 8 postępowań nie zostało zakończonych w roku sprawozdawczym.

Metodologia oceny taryf dla ciepła przedkładanych przez przedsiębiorstwa do zatwierdzenia w latach 2013–2016 została zawarta w informacjach Prezesa URE, w szczególności w Informacji nr 9/2013 Prezesa URE w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2013–2016 (Model) oraz Informacji Prezesa URE nr 13/2016, w której opublikowano wskaźniki stosowane przy ustalaniu zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła w 2016 r. oraz w pierwszym kwartale 2016 r.

23 grudnia 2016 r., po analizie uwag dotyczących stosowania Modelu zgłaszanych przez pracowników URE bezpośrednio uczestniczących w procesie taryfowania, a także z uwzględnieniem analizy uwag Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, Prezes URE w Informacji z 22 grudnia 2016 r. nr 47/2016, opublikował zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2016–2020.

Oddziały terenowe URE uwzględniały w prowadzonych postępowaniach w sprawie zatwierdzenia

taryf (przy ustalaniu wyłącznie uzasadnionych kosztów dostarczania ciepła do odbiorców), uzyskiwane od przedsiębiorstw informacje dotyczące realizacji remontów, usuwania awarii, a także inwestycji, w tym modernizacji źródeł i sieci ciepłowniczych (tab. 39).

2.3. Inne działania

Wśród pozostałych spraw z zakresu ciepłownictwa, należy wymienić zgłaszane przez przedsiębior-

stwa ciepłownicze odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Oddziały terenowe systematycznie są informowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze o powodach odmów przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej. W 2016 r. wpłynęły 354 tego rodzaju informacje, z czego 266 powiadomień dotyczyło obiektów do 50 kW, a 87 powiadomień dotyczyło obiektów powyżej 50 kW. W porównaniu do 2015 r. należy stwierdzić, że liczba tych zgłoszeń utrzymała się na porównywalnym poziomie (w 2015 r. zgłoszone były 364 informacje).

W 2016 r. do oddziałów terenowych złożono łącznie ok. 100 skarg dotyczących w szczególności rozliczeń za pobrane ciepło, parametrów dostarczanego ciepła czy też możliwości zmiany grupy taryfowej. Często też sprawy te pochodziły od mieszkańców budynków wielolokalowych lub wspólnot mieszkaniowych i dotyczyły prawidłowości rozliczania kosztów dostarczania ciepła w tych budynkach. Po przeprowadzeniu postępowań wyjaśniających udzielano skarżącym stosownych wyjaśnień. Wiele pytań i wątpliwości dotyczyło ponadto sposobu ustalania cen w taryfach, trybu weryfikacji kosztów ponoszonych przez firmy ciepłownicze czy też odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Wymienione zagadnienia stanowiły również przedmiot bezpośrednich spotkań w siedzibach oddziałów terenowych z odbiorcami ciepła.

Oddziały terenowe URE, jak w latach wcześniejszych, współpracowały z powiatowymi rzecznikami konsumentów, którzy informowani są m.in. o wynikach postępowań wyjaśniających prowadzonych na wniosek odbiorców z rejonu działania rzecznika i oddziałów terenowych.

Tabela 39. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2016 r.

Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
	liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
Mazowieckie	24	38,56	18	12,64
Dolnośląskie	20	40,84	21	18,47
Opolskie	10	42,19	10	16,82
Kujawsko-pomorskie	21	41,47	17	18,54
Wielkopolskie	24	38,87	20	16,54
Pomorskie	15	45,42	15	24,24
Warmińsko-mazurskie	11	36,04	10	13,49
Małopolskie	20	35,40	16	20,42
Podkarpackie	13	45,53	17	18,79
Śląskie	31	40,40	32	17,04
Łódzkie	17	38,43	16	14,39
Świętokrzyskie	11	34,98	11	18,72
Zachodniopomorskie	19	41,34	18	20,49
Lubuskie	7	40,71	5	19,28
Lubelskie	14	35,65	17	13,97
Podlaskie	13	39,44	11	18,74
Ogółem kraj	270	39,39	254	18,07

Źródło: URE.

Ponadto, przedstawiciele dwóch oddziałów terenowych kontynuowali swoją działalność w wojewódzkich zespołach (radach) ds. bezpieczeństwa energetycznego powołanych przez poszczególnych wojewodów. W trakcie posiedzeń tych zespołów poruszane były m.in. zagadnienia oceny stanu technicznego infrastruktury ciepłowniczej i jej wpływu na ciągłość i niezawodność dostaw, a także kwestie przygotowania przedsiębiorstw energetycznych do sezonu zimowego. Omawiane były również problemy w realizowaniu planowanych inwestycji w zakresie ciepłownictwa.

Przedstawiciele oddziałów terenowych URE brali udział w licznych konferencjach, seminariach, spotkaniach i szkoleniach dotyczących problematyki związanej z dostarczaniem ciepła, organizowanych m.in. przez przedsiębiorstwa ciepłownicze a także przez inne organizacje czy jednostki samorządu terytorialnego.

W 2016 r. oddziały terenowe URE podejmowały również szereg przedsięwzięć o charakterze informacyjno-edukacyjnym. Pracownicy oddziałów terenowych brali udział w projektach i warsztatach edukacyjnych, nad którymi patronat honorowy sprawował niejednokrotnie Prezes URE. Projekty te, skierowane do różnych grup odbiorców (zarówno przedsiębiorców, jak i odbiorców indywidualnych), dotyczyły m.in. zagadnień efektywności energetycznej, energooszczędności, praw i obowiązków odbiorców energii, sposobu dokonywania rozliczeń za dostarczane nośniki energii (w tym ciepło).

.....

3. Wybrane aspekty zaopatrzenia w ciepło w kontekście ochrony powietrza i środowiska

Scentralizowane systemy ciepłownicze, zarówno ze względów ekonomicznych, jak i w związku z mniejszym negatywnym wpływem na środowisko, w ostatnich kilkudziesięciu latach zdecydowanie wyparły ogrzewanie lokalne w Polsce, gdzie ok. połowa ciepła wykorzystywanego do celów bytowych jest dostarczana poprzez sieć ciepłowniczą. „Ciepło systemowe” to marka wypromowana przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie (IGCP).

W Polsce głównym paliwem, z którego wytwarza się ciepło jest węgiel kamienny. Dania i Szwecja do wytwarzania ciepła, głównie w kogeneracji, w dużej części stosują spalanie odpadów komunalnych, w Wielkiej Brytanii dominuje ogrzewanie elektryczne, natomiast Islandia ze względu na możliwości geologiczne realizuje zaopatrzenie w ciepło na bazie źródeł geotermalnych. Norwegia, pomimo małego udziału ciepła systemowego, ma chyba najbardziej przyjazny środowisku naturalnemu sposób ogrzewania mieszkańców – energią elektryczną, ale dzięki możliwościom, jakie dało ukształtowanie terenu – wytwarzaną w elektrowniach wodnych. Różne są w związku z tym problemy z ochroną środowiska, ze spełnieniem norm emisyjnych, czy też z ochroną powietrza (tab. 40).

Prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła przez przedsiębiorstwa energetyczne podlega rygorom utrzymania norm, których przekroczenie wiąże się z dotkliwymi kara-

Tabela 40. Udział ciepła systemowego w zaopatrzeniu w ciepło w wybranych krajach europejskich

Państwo	Udział ciepła systemowego w zapotrzebowaniu na ciepło ogółem
Islandia	92%
Łotwa	65%
Dania	63%
Estonia	62%
Litwa	57%
Polska	53%
Szwecja	52%
Finlandia	50%
Szwajcaria	4%
Wielka Brytania	2%
Norwegia	1%

Źródło: <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/KE-promuje-w-Europie-cieplo-sieciowe-2535.html>

mi, a w drastycznych przypadkach z zamknięciem źródła wytwarzania ciepła.

Inaczej jest w przypadku, gdy w celu wytworzenia ciepła bez prowadzenia działalności gospodarczej, na tzw. własny użytek, są stosowane zanieczyszczone paliwa lub paleniska o niskiej sprawności, bez instalacji oczyszczania spalin, spalające paliwo tylko częściowo. Do niedawna trudno było znaleźć sposób kontroli paliwa gromadzonego na prywatnej posesji, a co za tym idzie zmniejszyć szkodliwe oddziaływanie na środowisko.

W 2016 r. nagłośniony został problem smogu w miastach – najpierw w Krakowie, gdzie zorganizowano akcję zmiany nieefektywnych sposobów ogrzewania. Planuje się likwidację palenisk opalanych węglem i olejem do 2020 r. Powsta-

ły organizacje społeczne mające na celu walkę z zanieczyszczonym powietrzem, np. „Polski alarm smogowy”. W innych miastach przedsiębiorstwa energetyczne dostarczające ciepło – głównie pod egidą IGCP – prowadzą akcję eliminowania niebezpiecznych, gazowych podgrzewaczy ciepłej wody użytkowej w budynkach, gdzie jest dostawa ciepła wyłącznie na potrzeby centralnego ogrzewania. Niektóre miasta dofinansowują wymianę starych pieców węglowych i olejowych na nowoczesne źródła ciepła opalane gazem⁹⁵). W Polsce dominuje zanieczyszczenie socjalno-bytowe, w odróżnieniu od miast Europy Zachodniej, gdzie przeważa zanieczyszczenie transportowe⁹⁶). Problematyka czystości powietrza podnoszona jest nie tylko przez uprawnione i zobowiązane do tego organy administracji rządowej i samorządowej.

Jakość powietrza jest uwarunkowana zawartością zanieczyszczeń, tj. określonych substancji (gazowych lub stałych), które występują w powietrzu w ilościach większych niż nakazują normy zawarte w obowiązujących przepisach. Najczęściej występujące zanieczyszczenia powietrza w Polsce to: związki siarki i azotu, dwutlenek węgla oraz drobne pyły. Corocznie w Polsce dokonywana jest ocena jakości powietrza pod kątem jego zanieczyszczenia 12 substancjami: dwutlenkiem siarki, dwutlenkiem azotu, tlenkiem węgla, benzenem i ozonem, pyłem

zawieszonym PM10 i PM2,5 oraz zanieczyszczeniami oznaczanymi w pyłe PM10: ołowiem, arsenem, kadmem, niklem i benzo(a)pirenem.

Pomimo stałej poprawy jakości powietrza w Polsce, istotnym problemem nadal pozostają: w sezonie zimowym – przekraczające normy stężenia pyłu zawieszonego PM10 i PM2,5 oraz benzo(a)pirenu, natomiast w sezonie letnim – zbyt wysokie stężenia ozonu troposferycznego. Obserwowane są też pojedyncze przypadki przekraczania norm stężenia dwutlenku azotu, których główną przyczyną jest emisja z ruchu pojazdów.

Z punktu widzenia oddziaływania na środowisko szczególne kontrowersje wzbudza zastosowanie biomasy. Choć bilans emisji CO₂ w procesie wykorzystania biomasy jest zerowy (ponieważ tyle CO₂ emituje się do atmosfery, ile rośliny pobierają w procesie fotosyntezy), co ma pozytywny wpływ na krajowy bilans emisji, to jednak nie można zapominać, że ze względu na dużą zawartość w biomasie takich pierwiastków jak tlen, azot, chlor – jej spalanie może prowadzić do powstawania szkodliwych związków jak chlorowodór, dioksyny i furany oraz powoduje większą emisję pyłów, niż ma to miejsce w przypadku spalania węgla, szczególnie w przypadku nieprawidłowych warunków spalania biomasy⁹⁷).

Szczególnie w skupiskach ludzkich, mieszkańcy są narażeni na tzw. niską emisję zanieczyszczeń

wprowadzanych do powietrza, przez którą rozumie się m.in. emisję punktową z emitorów (kominów) źródeł wytwórczych ciepła czy energii elektrycznej o wysokości do 40 metrów, emisję powierzchniową z budynkowych instalacji grzewczych (domy jednorodzinne, bloki mieszkalne)⁹⁸).

Także przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła mogą uczestniczyć w ochronie powietrza, głównie poprzez zmniejszanie strat przesyłowych, co przekłada się na oszczędność paliwa, a więc zmniejszenie emisji. Tego rodzaju projekty przyczyniają się do realizacji postulatów Polityki Energetycznej Polski ukierunkowanej na ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza.

Na przykład podstawowymi obszarami działania warszawskiego dystrybutora ciepła było:

- ograniczenie strat energii powstających w procesie dystrybucji ciepła w wyniku zamian sieci kanałowej na preizolowaną ze zmniejszeniem łącznej długości sieci o 23,4%. Wartość ograniczonych strat wynosi 38 417 GJ/rok, redukcja emisji dwutlenku węgla o 3 880 Mg/rok, pyłów ze spalania paliw o 499 kg/rok, dwutlenku siarki o 14 560 kg/rok, tlenków azotu o 7 299 kg/rok,
- ograniczenie strat ciepła w węźle w wyniku zwiększenia jego sprawności. Wartość ograniczonych strat wynosi 26 188 GJ/rok, redukcja emisji dwutlenku węgla o 2 645 Mg/rok, pyłów ze spalania paliw o 340,4 kg/rok, dwutlenku siarki o 9 925 kg/rok, tlenków azotu o 4 976 kg/rok,

⁹⁵ <http://www.um.warszawa.pl/aktualnosci/oddychaj-warszawo-dzia-amy-dla-czystego-powietrza>

⁹⁶ Wypowiedź Wiceministra zdrowia Zbigniewa Króla przytoczona w dzienniku „Rzeczpospolita” z 7 marca 2017 r. na stronach „Rzecz o zdrowiu”, w artykule pt. „Czy jesteśmy skazani na smog”.

⁹⁷ Na podstawie: dr inż. Arkadiusz Węglarz z Krajowej Agencji Poszanowania Energii na XII Forum Operatorów Systemów i Odbiorców Energii i Paliw CZYSTE POWIETRZE W WARSZAWIE – jako efekt polityki energetycznej miasta, Warszawa, 23 października 2015 r.

⁹⁸ Na podstawie: prof. Jan Popczyk na Forum op. cit. 97.

- wzrost korzyści z efektów energetycznych wskutek zastosowania węzłów indywidualnych z automatyką sterowania popytem na ciepło. Wartość ograniczonych strat ciepła wynosi 84 166 GJ/rok, redukcja emisji dwutlenku węgla o 8 501 Mg/rok, pyłów ze spalania paliw o 1 094 kg/rok, dwutlenku siarki o 31 899 kg/rok, tlenków azotu o 15 991 kg/rok⁹⁹⁾.

Podejmowane są innowatorskie kroki zmierzające do ograniczenia emisji oraz efektywnego wykorzystywania paliw. Są to np. rozwiązania dotyczące magazynowania ciepła, które pozwalają na zsynchronizowanie dobowego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną w specjalnych „zbiornikach”. Jednak przyszłość należy do stosowanej zaawansowanej w innych krajach technologii trigeracji, czyli takiego wykorzystania źródła energii, aby wytwarzało ono ciepło, energię elektryczną, a dodatkowo chłód w okresie letnim, który może powstawać w agregatach wody lodowej napędzanej ciepłem. Takie rozwiązanie pozwoli zaoszczędzić energię elektryczną zużywaną do klimatyzacji w okresie letnim oraz spowodować jeszcze bardziej efektywne wykorzystanie paliwa.

Nie do pominięcia, jako wspomagający gospodarkę odpadami element w systemach ciepłownicznych jest źródło energii elektrycznej i ciepła opalane specyficznym rodzajem paliwa, jakim są odpady.

Aktualnie Komisja Europejska promuje ciepło systemowe jako ważny czynnik dekarbonizacji.

W innych krajach można zaobserwować dynamiczny rozwój scentralizowanych systemów zaopatrzenia miast w ciepło, jako bardziej ekonomiczny sposób zaopatrzenia w ciepło niż ogrzewanie lokalne (mniejsze zużycie drogich paliw i ich efektywniejsze wykorzystanie), a tym samym – mniej zanieczyszczających środowisko.



Część VI. System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej



1. Aukcyjny System Wsparcia

Przepisy ustawy OZE wprowadziły nowy system wsparcia odnawialnych źródeł energii, który ma zapewnić konkurencyjny i ekonomicznie efektywny sposób udzielania pomocy publicznej wytwórcom energii elektrycznej w instalacjach OZE. Aukcyjny system wsparcia dedykowany jest zarówno wytwórcom, którzy rozpoczęli wytwarzanie energii elektrycznej przed 1 lipca 2016 r. (w tzw. „instalacjach istniejących”) i dotychczas korzystali z systemu świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, jak i wytwórcom, którzy planują rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej po wygraniu aukcji (w tzw. „nowych instalacjach”). Prezes URE

został mocą przepisów ustawy OZE umocowany do ogłaszania, organizowania i przeprowadzania za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) aukcji na sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z instalacji odnawialnych źródeł energii.

Przepisy ustawy OZE umożliwiły zainteresowanym przedsiębiorcom składanie od 1 maja 2015 r. do Prezesa URE wniosków o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji. W ramach oceny formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, weryfikacji podlegała zgodność wniosku z wymogami ustawy OZE, tj. kompletności dokumentacji, jej poprawności względem parametrów instalacji objętej wnioskiem, a także terminów ważności przedkładanych decyzji administracyjnych i innych dokumentów. W wyniku przeprowadzonych postępowań Prezes URE wydawał stosowne zaświadczenia, co umożliwiło wnioskodawcom udział w aukcjach o parametrach odpowiadających tym instalacjom OZE, które były objęte treścią wydanych zaświadczeń.

Począwszy od 1 lipca 2016 r. wytwórcy energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii uzyskali możliwość złożenia do Prezesa URE deklaracji o przystąpieniu do aukcji. W niektórych przypadkach dla prawidłowego złożenia deklaracji niezbędne było m.in. zaktualizowanie przedmiotu i zakresu decyzji koncesyjnej, bądź też wpisu do rejestru małych instalacji. Składane deklaracje podlegały formalnej i merytorycznej weryfikacji organu, w trakcie której ustalano m.in. datę pierwszego wytworzenia energii elektrycznej za którą przysługiwało świadectwo pochodzenia energii

⁹⁹⁾ Poprawa czystości powietrza – Szwajcarsko-Polski program współpracy. Prezentacja Veolii – Tomasz Bańkowski na Forum op. cit. 97.

elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, w celu określenia granicznej daty uczestnictwa danej instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia. Wytwórcy, w odniesieniu do instalacji, dla których zostały złożone deklaracje, mogli wziąć udział w aukcjach o parametrach odpowiadających instalacjom OZE, objętych treścią złożonych deklaracji.

W okresie maj-wrzesień 2016 r. przeprowadzone zostały trzy etapy testów Internetowej Platformy Aukcyjnej, podczas których Wytwórcy mieli możliwość zarejestrowania wirtualnego konta użytkownika IPA, złożenia próbnego wniosku i deklaracji, a także wzięcia udziału w aukcjach symulacyjnych. Wytwórcy uczestniczący w testach mieli również możliwość zgłaszania uwag dotyczących sposobu użytkowania IPA, funkcjonalności aplikacji, jak również spostrzeżeń dotyczących przystępności korzystania z systemu. W tym celu uruchomiona została skrzynka e-mailowa dedykowana kwestiom technicznym związanym z obsługą IPA, a także służąca wytwórcom do przekazywania zapytań w sprawie obsługi IPA czy funkcjonowania aukcyjnego systemu wsparcia. Uwagi zgłoszone przez uczestników w trakcie testów aplikacji zostały wykorzystane w końcowej fazie wdrażania systemu.

Niezależnie od powyższych działań, od drugiej połowy 2016 r. trwały prace analityczno-wdrożeniowe mające na celu dostosowanie systemu IPA do wymagań wynikających z przepisów ustawy z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw¹⁰⁰⁾. W związku

z wprowadzeniem w ustawie OZE tzw. „koszyków technologicznych”, zmianie uległy m.in. parametry aukcji, zasady ustalania cen referencyjnych a także mechanizm rozstrzygnięcia aukcji.

W wyniku wielomiesięcznych prac opracowano Regulamin Aukcji, który w wersji dostosowanej do przepisów znowelizowanej ustawy OZE, został zatwierdzony przez ministra właściwego do spraw energii i opublikowany na stronie internetowej URE.

Równoległe do przygotowań związanych z operacyjnym uruchomieniem aukcyjnego systemu wsparcia, serwis internetowy URE uzupełniono o podstronę dedykowaną aukcyjnemu systemowi wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, na której zamieszczone zostały obowiązujące akty prawne regulujące kwestie związane z funkcjonowaniem aukcji na sprzedaż energii elektrycznej, wydane przez Prezesa URE komunikaty w obszarze przeprowadzania aukcji i procesu prekwalfikacji wytwórców, Regulamin Aukcji, Instrukcja użytkownika Internetowej Platformy Aukcyjnej, wykaz obowiązujących cen referencyjnych dla poszczególnych rodzajów instalacji oraz ogłoszenia o aukcjach.

Opublikowanie rozporządzenia Rady Ministrów z 27 października 2016 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2016 r.¹⁰¹⁾ oraz rozporządzenia Rady Ministrów z 27 października 2016 r. w sprawie kolejności przeprowadzania aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źró-

deł energii w 2016 r.¹⁰²⁾ umożliwiło Prezesowi URE ogłoszenie 30 listopada 2016 r. aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oznaczonych jako: „Aukcja Zwykła Nr AZ/1/2016”, „Aukcja Zwykła Nr AZ/2/2016”, „Aukcja Zwykła Nr AZ/3/2016” oraz „Aukcja Zwykła Nr AZ/4/2016”.

Produkcyjna wersja IPA, umożliwiająca przeprowadzenie aukcji w 2016 r., została udostępniona użytkownikom 12 grudnia 2016 r. Od tej daty nastąpiło rozpoczęcie wprowadzania danych użytkowników zainteresowanych udziałem w ogłoszonych aukcjach. Ze względu na bardzo duże zainteresowanie aukcjami, w okresie 15-16 grudnia 2016 r. przeprowadzono spotkania informacyjne dla wytwórców planujących udział w aukcjach, podczas których zaprezentowany został zakres poszczególnych funkcjonalności aplikacji, niezbędnych do przystąpienia do aukcji za pośrednictwem IPA, jak również zagadnienia związane ze sposobem kalkulacji pomocy publicznej uzyskanej w odniesieniu do instalacji, z którą wytwórca zamierza uczestniczyć w aukcyjnym systemie wsparcia.

30 grudnia 2016 r. odbyły się cztery sesje aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii. Aukcja oznaczona jako „Aukcja Zwykła Nr AZ/2/2016” nie została przeprowadzona, z uwagi na przesłankę złożenia mniej niż trzech ważnych ofert (art. 78 ust. 5 ustawy OZE). Wyniki wszystkich aukcji zostały opublikowane w Biuletynie Informacji Publicznej URE 3 stycznia 2017 r.

¹⁰⁰⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 925.

¹⁰¹⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1846.

¹⁰²⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1847.

Tabela 41. Podsumowanie rozstrzygnięć aukcji

	Aukcja Zwykła Nr AZ/1/2016	Aukcja Zwykła Nr AZ/3/2016	Aukcja Zwykła Nr AZ/4/2016
Liczba wygranych ofert	7	84	49
Liczba wygranych wytwórców	6	62	40
Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	824 629,000	1 567 288,818	416 553,540
Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	415 358 262,21	554 474 643,01	155 049 022,96
Minimalna cena z oferty [zł]	502,23	253,50	30,00
Maksymalna cena z oferty [zł]	504,57	408,80	468,00

Źródło: URE.

Sprzedawca zobowiązany

Wejście w życie 1 lipca 2016 r. rozdziału IV ustawy OZE spowodowało, że katalog kompetencji Prezesa URE został poszerzony o dokonywanie wyznaczania sprzedawców zobowiązanych. Realizują oni w szczególności zadania związane z obowiązkiem zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, w zakresie określonym w ustawie OZE, a w odniesieniu do instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW odgrywają również istotną rolę w aukcyjnym systemie wsparcia OZE. Sprzedawcy zobowiązani dokonują także rozliczeń ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci.

Sprzedawcą zobowiązanym wyznaczany jest sprzedawca energii elektrycznej, który w okresie od 1 stycznia do 31 sierpnia danego roku sprzedał najwięcej energii elektrycznej do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej danego operatora systemu elektroenergetycznego.

Wyznaczenie sprzedawcy zobowiązanego dokonywane jest mocą decyzji Prezesa URE, w terminie do 15 października każdego roku. Realizując omawiane zadanie po raz pierwszy w 2016 r. Prezes URE wyznaczył na 2017 rok 170 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania 170 operatorów systemów dystrybucyjnych oraz sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.



2. Wydawanie i umarzenie świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji. Wydawanie gwarancji pochodzenia

W 2016 r. Prezes URE wydał 18 021 świadectw pochodzenia OZE na łączny wolumen 18 618 037,970 MWh (za produkcję w 2013 r., 2014 r., 2015 r. i 2016 r.) oraz 1 707 świadectw CHP na łączny wolumen 28 110 148,736 MWh (za produkcję w 2015 r. i 2016 r.). Ponadto Prezes URE wydał 934 gwarancje pochodzenia.

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji, Prezes URE

w 45 przypadkach wydał postanowienia o odmowie ich wydania (25 świadectw pochodzenia OZE, 5 świadectw pochodzenia CHP oraz 15 gwarancji pochodzenia). Najczęstszymi przyczynami odmowy były: uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw/gwarancji¹⁰³⁾, nie udokumentowanie daty rozpoczęcia rozruchu technologicznego¹⁰⁴⁾, a także niespełnienie innych wymogów wynikających z przepisów prawa, w tym w szczególności z rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii¹⁰⁵⁾.

¹⁰³⁾ 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem OZE (art. 9e ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne, art. 45 ust. 4 ustawy OZE) i odpowiednio 14 dni w przypadku wniosku CHP (art. 9l ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne). W przypadku wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia wniosek taki należy złożyć w terminie 30 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem (art. 121 ust. 2 ustawy OZE).

¹⁰⁴⁾ Zgodnie z brzmieniem § 7 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r., okres rozruchu może trwać do 90 dni i jest liczony od dnia pierwszego wprowadzenia energii do sieci operatora systemu elektroenergetycznego.

¹⁰⁵⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1229 z późn. zm.

Tabela 42. Świadectwa pochodzenia wydane w 2016 r. (za produkcję w 2013 r. i 2014 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2013 r. – 31.12.2013 r.		Okres wytwarzania 1.01.2014 r. – 31.12.2014 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	-	-	1 365,122	2
Instalacje wykorzystujące biomasę	72 927,355	4	358 368,930	7
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	-	-	13,395	1
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	444,153	1	-	-
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	-	-	-	-
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	54,097	1	-	-
Łącznie	73 425,605	6	359 747,447	10

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 43. Świadectwa pochodzenia wydane w 2016 r. (za produkcję w 2015 r.¹⁰⁶⁾ i 2016 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2015 r. – 31.12.2015 r.		Okres wytwarzania 1.01.2016 r. – 31.12.2016 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	219 352,291	484	604 951,610	1 468
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 885 128,756	72	2 556 214,113	152
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	12 973,774	436	39 041,830	883
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	3 414 083,028	2 239	6 911 038,340	7 138
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	345 750,671	1 430	446 267,935	3 606
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	1 145 437,226	47	605 321,620	50
Łącznie	7 022 726,246	4 708	11 162 835,448	13 297

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

¹⁰⁶⁾ Zgodnie z art. 9e ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne wniosek należy przedłożyć w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elek-

trycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie SP OZE dotyczące okresu wytwarzania 2015 r. mogły być składane do 14 lutego 2016 r.

Ponadto ustawa o efektywności energetycznej, poprzez zmiany w ustawie – Prawo energetyczne dokonała rozszerzenia instrumentów wsparcia wysokosprawnej kogeneracji poprzez wprowadzenie gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji. Szczegółowe przepisy regulujące instytucję gwarancji pochodzenia z kogeneracji zawarte są w nowododanych art. 9y-9zb ustawy – Prawo energetyczne. Zauważyć należy, że gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, jest dokumentem poświadczającym, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona w wysokosprawnej kogeneracji. Z gwarancji pochodzenia **nie wynikają prawa majątkowe**. Natomiast jej przekazanie następuje niezależnie od przeniesienia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia z kogeneracji. Prezes URE wydaje gwarancję pochodzenia w terminie 30 dni od dnia otrzymania sprawozdania, o którym mowa w art. 9l ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, tj. tzw. sprawozdania rocznego (CHP) oraz wniosku o wydanie odpowiedniej ilości gwarancji pochodzenia z kogeneracji. Z uwagi na fakt, że ustawa o efektywności energetycznej weszła w życie 1 października 2016 r., pierwsze gwarancje pochodzenia (CHP) mogą zostać wydane przez Prezesa URE w 2017 r.

W 2016 r. odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w celu wywiązania się za rok 2015 i 2016 z obowiązków umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw po-

Tabela 44. Gwarancje pochodzenia wydane w 2016 r. w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2015 r.¹⁰⁷ i 2016 r.)

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1.01.2015 r. – 31.12.2015 r.		Okres wytwarzania 1.01.2016 r. – 31.12.2016 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	168 134	75	66 227	66
Instalacje wykorzystujące biomasę	2 245 706	13	774 578	3
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	1 412	8	1 000	9
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 334 368	304	1 460 018	303
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	615 710	60	232 453	88
Instalacje wykorzystujące technologię współpalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	1 222 626	4	312 378	1
Łącznie	9 587 956	464	2 846 654	470

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 45. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydane w 2016 r. (za produkcję w 2015 r.¹⁰⁸ i 2016 r.) w rozbiu na poszczególne rodzaje jednostek kogeneracji wraz z wolumenem energii

Rodzaje jednostek kogeneracji	Okres wytwarzania 1.01.2015 r. – 31.12.2015 r.		Okres wytwarzania 1.01.2016 r. – 31.12.2016 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP CHP [szt.]
opalana paliwami gazowymi lub o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej < 1 MW (CHP1)	1 616 728,545	281	3 635 882,623	911
o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ≥ 1 MW, nieopalana paliwami gazowymi (CHP2)	9 148 257,137	146	13 324 970,436	248
opalana metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (CHP3)	134 386,717	43	249 923,278	78

Źródło: URE.

chodzenia biogazu rolniczego i świadectw pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłaty

¹⁰⁷ Zgodnie art. 121 ust. 2 ustawy OZE wniosek należy przedłożyć w terminie 30 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie gwarancji dotyczące okresu wytwarzania 2015 r. mogły być składane do 30 stycznia 2016 r.

zastępczej, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie tych świadectw.

¹⁰⁸ Zgodnie z art. 91 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne wniosek należy przedłożyć w terminie do 14 dnia następnego miesiąca po zakończeniu okresu wytworzenia energii elektrycznej objętej tym wnioskiem, co powoduje, że wnioski o wydanie SP CHP dotyczące okresu wytwarzania 2015 r. mogły być składane do 14 stycznia 2016 r.

W 2016 r. Prezes URE wydał 754 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 19 621 606,539 MWh energii elektrycznej oraz 622 decyzje umarzające świadectwa z kogeneracji na łączną ilość 25 954 404,567 MWh. W 3 przypadkach Prezes URE wydał decyzje o odmowie umorzenia świadectw OZE oraz w 8 – decyzje o odmowie umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji. Decyzje o odmowie umorzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji zostały wydane przez Prezesa URE z uwagi na złożenie przez podmioty zobowiązane wniosków o umorzenie tych świadectw po terminie umożliwiającym Prezesowi URE wydanie stosownych decyzji. W jednym przypadku podmiot zobowiązany złożył odwołanie od decyzji Prezesa URE.

Ponadto Prezes URE wydał 24 decyzje umarzające świadectwa pochodzenia z kogeneracji tzw. „korekcyjne” na łączny wolumen 46 862,173 MWh, w związku z wystąpieniem nadwyżki ilości energii elektrycznej wynikającej z wydanych przedsiębiorstwom świadectw pochodzenia z kogeneracji w stosunku do rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji przez dane jednostki kogeneracji w poprzednich latach kalendarzowych.

Tabela 46. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2016 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]
2015	12 612 689,521
2016	7 008 917,018
Łącznie	19 621 606,539

Źródło: URE.

Tabela 47. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych w 2016 r. świadectw pochodzenia z kogeneracji, w celu realizacji obowiązku za rok 2015

Rodzaj jednostki kogeneracji	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP CHP [MWh]*
CHP1	4 535 566,089
CHP2	21 003 602,163
CHP3	415 236,315
Łącznie	25 954 404,567

* Z wyłączeniem umorzeń „korekcyjnych”.

CHP1 – jednostki kogeneracji opalane paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW.

CHP2 – jednostki kogeneracji inne niż CHP1 i CHP3.

CHP3 – jednostki kogeneracji opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy o biopaliwach.

Źródło: URE.

.....

3. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji

Jednym z zadań nałożonych na Prezesa URE jest kontrola wykonania przez podmioty zobowiązane obowiązków w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rol-

niczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji względnie uiszczenia opłaty zastępczej.

W 2016 r. Prezes URE kontynuował kontrolę realizacji ww. obowiązków za lata 2013 i 2014 oraz rozpoczął gromadzenie danych niezbędnych do kontroli realizacji tych obowiązków za rok 2015.

Z uwagi na ogłoszenie 3 kwietnia 2015 r. ustawy OZE wprowadzającej od 4 kwietnia 2015 r. zmiany w sposobie realizacji przedmiotowych obowiązków, a także w związku ze zmianami ustawy OZE w zakresie realizacji obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego względnie uiszczenia opłaty zastępczej (wprowadzonymi 1 lipca 2016 r. ustawą z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw¹⁰⁹) Prezes URE opublikował w 2016 r. szereg informacji dotyczących realizacji ww. obowiązków, w tym:

- 1) 3 marca 2016 r. – informację na temat składania wniosków o umorzenie świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji w związku z realizacją za rok 2015 obowiązków umorzenia przedmiotowych świadectw lub uiszczenia opłat zastępczych,
- 2) 22 marca 2016 r. – informację dotyczącą zasad realizacji obowiązku w zakresie umarzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej w odniesieniu do energii elektrycznej zużytej przez odbiorcę przemysłowego,
- 3) 12 maja 2016 r. – informację dla odbiorców przemysłowych zobowiązanych do przekazania

¹⁰⁹ Dz. U. z 2016 r. poz. 925.

Prezesowi URE informacji i oświadczenia, o których mowa w art. 9a ust. 1a⁵ ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.),

- 4) 2 sierpnia 2016 r. – informację dla odbiorców przemysłowych zobowiązanych do przekazania Prezesowi URE informacji i oświadczeń, o których mowa w art. 188 ust. 14 ustawy OZE oraz w art. 9a ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.),
- 5) 19 października 2016 r.:
 - informację dotyczącą realizacji obowiązku w zakresie uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego albo uiszczenia opłaty zastępczej za rok 2016;
 - informację dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2017 r. z możliwości przewidzianej w art. 9a ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne wraz ze wzorem stosownego oświadczenia;
 - informację dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2017 r. z możliwości przewidzianej w art. 53 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach wraz ze wzorem stosownego oświadczenia.

Podmioty zobowiązane¹¹⁰ do realizacji powyższych obowiązków w 2015 r. to:

¹¹⁰ Por. art. 9a ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.), art. 9a ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.) oraz art. 188 ust. 2 ustawy OZE.

- 1) odbiorcy przemysłowi zużywający rocznie nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, którzy złożyli Prezesowi URE stosowne oświadczenia i spełniając ustawowe warunki, zostali uwzględnieni przez Prezesa URE na odpowiednich wykazach opublikowanych w Biuletynie Informacji Publicznej URE¹¹¹⁾,
- 2) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym niebędącym odbiorcami przemysłowymi, o których mowa w pkt 1 (tj. samodzielnie realizujących przedmiotowe obowiązki),
- 3) odbiorca końcowy, inny niż odbiorca przemysłowy, o którym mowa w pkt 1 (tj. samodzielnie realizujący przedmiotowe obowiązki), będący członkiem giełdy towarowej lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek

¹¹¹⁾ Odbiorcy przemysłowi ujęci w:

- Informacji Prezesa URE z 24 grudnia 2014 r. nr 44/2014 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych na rok 2015 (dotyczy obowiązku OZE i CHP i obejmuje okres od 1 stycznia 2015 r. do 3 kwietnia 2015 r.);
- Informacji Prezesa URE z 24 kwietnia 2015 r. nr 16/2015 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 189 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii (dotyczy obowiązku CHP i obejmuje okres od 4 kwietnia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r.);
- Informacji Prezesa URE z 13 maja 2015 r. nr 20/2015 w sprawie jednolitego tekstu wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 188 ust. 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii (dotyczy obowiązku OZE i obejmuje okres od 4 kwietnia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r.).

regulowany, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez ten podmiot,

4) towarowy dom maklerski lub dom maklerski, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych, innych niż odbiorcy przemysłowi, o których mowa w pkt 1 (tj. samodzielnie realizujących przedmiotowe obowiązki), na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Polski rynek regulowany oraz od 4 kwietnia 2015 r. również odbiorca końcowy, inny niż odbiorca przemysłowy, o którym mowa w pkt 1 (tj. samodzielnie realizujący przedmiotowe obowiązki), będący członkiem giełdowej izby rozrachunkowej w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych przez niego poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w pkt 3, będących przedmiotem rozliczeń prowadzonych w ramach tej izby przez spółkę prowadzącą giełdową izbę rozrachunkową, przez Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. przekazał wykonywanie czynności z zakresu zadań, o których mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi.

Dodać należy, że odbiorcy przemysłowi ujęci w *Informacji Prezesa URE z dnia 24 grudnia 2014 r., Nr 44/2014 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych na rok 2015* mieli obowiązek – zgodnie z art. 9a ust. 1a⁵ ustawy – Prawo energetyczne

(w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.) przekazać Prezesowi URE do 31 maja 2016 r. informację o wysokości wykonanego obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 8 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 3 kwietnia 2015 r.), ilości zakupionej energii elektrycznej na własny użytek w okresie od 1 stycznia 2015 r. do 3 kwietnia 2015 r., a także o wysokości kosztu energii elektrycznej oraz wartości swojej produkcji w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku, a także oświadczenie o określonej w tym przepisie treści.

Z kolei odbiorcy przemysłowi uwzględnieni w *Informacji Prezesa URE z dnia 24 kwietnia 2015 r., Nr 16/2015 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 189 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii* byli zobowiązani – zgodnie z art. 9a ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.) – do przekazania Prezesowi URE – do 31 sierpnia 2016 r. informacji o wysokości wykonanego obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 tej ustawy (w brzmieniu obowiązującym od 4 kwietnia 2015 r.), ilości zakupionej energii elektrycznej na własny użytek w okresie od 4 kwietnia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r., a także do złożenia oświadczenia o określonej w tym przepisie treści.

Również odbiorcy przemysłowi uwzględnieni w *Informacji Prezesa URE z dnia 13 maja 2015 r., Nr 20/2015 w sprawie jednolitego tekstu wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 188 ust. 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii* byli zobowiązani –

zgodnie z dyspozycją art. 188 ust. 14 ustawy OZE – do przekazania Prezesowi URE do 31 sierpnia 2016 r. informacji o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w okresie od 4 kwietnia 2015 r. do 31 grudnia 2015 r., spełnieniu warunków, o których mowa w art. 188 ust. 7 ustawy OZE, wykonaniu obowiązku, o którym mowa w art. 188 ust. 1 ustawy OZE w ww. okresie, a także do złożenia oświadczenia o określonej w tym przepisie treści.

W związku z powyższym Prezes URE w 2016 r. przeprowadził kontrolę realizacji obowiązku złożenia przez odbiorców przemysłowych wymienionych powyżej dokumentów oraz przeprowadził analizę danych przekazanych w tych dokumentach (w szczególności pod kątem spełnienia warunków, o których mowa w art. 188 ust. 7 ustawy OZE). Podkreślić bowiem należy, że zgodnie z dyspozycją art. 56 ust. 1 pkt 34 ustawy – Prawo energetyczne karze podlega ten, kto nie przekazuje w terminie informacji, o których mowa w art. 9a ust. 5 pkt 1 tej ustawy. Z kolei w myśl art. 188 ust. 15 ustawy OZE, odbiorca przemysłowy, który nie przekazał Prezesowi URE w terminie informacji oraz oświadczenia, o których mowa w art. 188 ust. 14 tej ustawy, podał w tej informacji nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd dane lub skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w art. 188 ust. 7 ustawy OZE, nie spełniając określonych w tym przepisie warunków, nie może skorzystać z uprawnienia, o którym mowa w art. 53 ust. 1, oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE, w latach 2016–2020.

Również w grudniu 2016 r. Prezes URE sporządził i opublikował w Biuletynie Informacji Publicz-

nej URE następujące wykazy odbiorców przemysłowych:

- 30 grudnia 2016 r. Informację nr 71/2016 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne,
- 30 grudnia 2016 r. Informację nr 72/2016 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE.

Do realizacji w 2017 r. obowiązku umorzenia świadectw z kogeneracji w sposób określony w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne uprawnione są wyłącznie podmioty uwzględnione w wykazie odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 9a ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne. Natomiast do realizacji w 2017 r. obowiązków umorzenia świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego w sposób określony w art. 53 ust. 1 ustawy OZE oraz uiszczenia opłaty OZE w sposób określony w art. 96 ust. 2 ustawy OZE uprawnione są wyłącznie podmioty uwzględnione w wykazie odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE.

Jak już wspomniano, Prezes URE w 2016 r. kontynuował kontrolę realizacji przedmiotowych obowiązków za rok 2013 i 2014 oraz rozpoczął gromadzenie danych niezbędnych do kontroli realizacji tych obowiązków za rok 2015. Według stanu na 31 grudnia 2016 r. poziom realizacji obowiązków OZE i CHP przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących sa-

modzielnie przedmiotowe obowiązki) przedstawiono w tab. 48 i 49 (str. 170).

W 2016 r. Prezes URE prowadził postępowania administracyjne, w związku z ujawnieniem nieprawidłowości przy realizacji obowiązków w zakresie umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (tab. 50 str. 170).

Nowe zasady wsparcia biogazowni rolniczych

Od 1 lipca 2016 r. w ustawie OZE została wprowadzona istotna zmiana w zakresie wspierania wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego podlegających wpisowi do rejestru działalności regulowanej, prowadzonego przez Prezesa ARR. Mocą znowelizowanych przepisów wydzielono z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia lub świadectwa pochodzenia względnie uiszczenia opłaty zastępczej (zwany potocznie jako „obowiązek zielony”) obowiązek uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej biogaz rolniczy lub wydanych dla ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z ilości biogazu rolniczego wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii, względnie uiszczenia opłaty zastępczej (zwany potocznie jako „obowiązek błękitny”).

Zgodnie z art. 190 ust. 2 ustawy OZE, za drugie półrocze 2016 r. obowiązek uzyskania i przedsta-

Tabela 48. Kontrola realizacji obowiązku OZE w latach 2013–2015

Rok	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych [MWh]	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych SP [MWh]	Wielkość uiszczonyj opłaty zastępczej [zł]	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]	Poziom realizacji obowiązku [%]	Wymagany poziom realizacji obowiązku [%]
2013	123 370 626,794	14 805 216,830	7 013 596,98	23 587,009	12,02	12,00
2014	123 634 352,012	16 218 638,973	5 879 903,22	19 597,718	13,13	13,00
2015*	124 000 000,000	16 769 346,426	3 701 707,87	12 337,792	13,53	14,00

* Dane dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych – wielkość szacowana.

Źródło: URE.

Tabela 49. Kontrola realizacji obowiązku CHP w latach 2013–2015

Rodzaj jednostki kogeneracji	Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych [MWh]	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych SP [MWh]	Wielkość uiszczonyj opłaty zastępczej [zł]	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]	Poziom realizacji obowiązku [%]	Wymagany poziom realizacji obowiązku [%]
Rok 2013						
CHP3	123 370 626,794	536 908,292	48 363 287,48	806 054,791	1,09	0,90
Rok 2014						
CHP1*	88 894 560,229	2 196 050,770	117 880 166,16	1 071 637,874	3,68	3,90
CHP2*	88 894 560,229	10 605 668,437	97 062 676,92	8 823 879,720	21,86	23,20
CHP3	123 634 352,012	611 514,017	48 137 495,42	760 946,813	1,11	1,10
Rok 2015						
CHP1**	124 000 000,000	4 602 096,014	199 943 455,26	1 643 866,277	5,04	4,90
CHP2**	124 000 000,000	21 021 551,360	95 734 244,60	8 703 113,145	23,97	23,20
CHP3**	124 000 000,000	416 242,089	79 158 328,13	1 251 317,232	1,34	1,30

* Obowiązek został przywrócony 30 kwietnia 2014 r. (ustawa z 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. z 2014 r. poz. 490).

** Dane dot. sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych – wielkość szacowana.

Źródło: URE.

Tabela 50. Zestawienie prowadzonych i zakończonych w 2016 r., wszczętych w latach 2013–2014 postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązków z art. 9a ustawy – Prawo energetyczne za lata 2012–2013

Obowiązek	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
art. 9a ust. 1	0	0	0	0,00
art. 9a ust. 8	0	0	0	0,00
art. 28	5	2	4	3 500,00
Łącznie	5	2	4	3 500,00

Źródło: URE.

wienia Prezesowi URE do umorzenia świadectwa pochodzenia lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, względnie uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony przez podmioty zobowiązane, jeżeli udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z:

- 1) biogazu rolniczego przed 1 lipca 2016 r. lub innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii lub uiszczonyj opłaty zastępczej w sprzedanej lub zakupionej ilości energii elektrycznej w drugim półroczu 2016 r. wynosi 14,35%,
- 2) biogazu rolniczego od 1 lipca 2016 r. lub ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, lub uiszczonyj opłaty zastępczej w sprzedanej lub zakupionej ilości energii elektrycznej w drugim półroczu 2016 r. wynosi 0,65%.

Kolejną zmianą, obowiązującą od 1 lipca 2016 r., a wprowadzoną w życie na mocy art. 47 ust. 2 ustawy OZE, jest zobligowanie podmiotów zobowiązanych, do realizacji zarówno „obowiązku zielonego” jak i „obowiązku błękitnego” w pierwszej kolejności poprzez uzyskanie i przedstawienie do umorzenia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. Zgodnie z tym przepisem, podmiot zobowiązany obligowany jest do uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, w przypadku gdy którakolwiek z śre-

dnioważonych cen praw majątkowych wynikających z tych świadectw (obliczana i publikowana przez TGE S.A.) będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 tej ustawy (tj. od wartości 300,03 zł/MWh). Co do zasady w takiej sytuacji podmiot zobowiązany nie może zrealizować „obowiązku zielonego” i „obowiązku błękitnego” uiszczając opłatę zastępczą. Wyjątek od tej reguły dotyczy sytuacji, w której podmiot wykaże, że składał w transakcjach sesyjnych zlecenia kupna praw majątkowych wynikających ze:

- 1) świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od 1 lipca 2016 r. oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (instrumenty: PMOZE-BIO i PMBG), ale z uwagi na brak ofert sprzedaży tych praw nie nabył żadnych praw na sześciu sesjach od początku roku kalendarzowego (którego dotyczy „obowiązek błękitny”) do 31 maja roku następnego,
 - 2) świadectw pochodzenia innych niż wymienione w pkt 1 (instrumenty: PMOZE i PMOZE-A) ale z uwagi na brak ofert sprzedaży tych praw nie nabył żadnych praw na sześciu sesjach od początku roku kalendarzowego (którego dotyczy „obowiązek zielony”) do 31 maja roku następnego
- a na tych sesjach nie zawarto żadnych transakcji giełdowych sesyjnych, w których towarem giełdowym były prawa majątkowe wynikające z tych świadectw (por. art. 47 ust. 7 ustawy OZE).

4. Przetargi Prezesa URE na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Przeprowadzenie czwartego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹¹²⁾

Zgodnie z treścią art. 16 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej Prezes URE co najmniej raz w roku ogłasza, organizuje i przeprowadza przetarg, mający na celu dokonanie wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej.

Mając na uwadze powyższe, 29 grudnia 2015 r. Prezes URE zamieścił w Biuletynie Informacji Publicznej URE ogłoszenie nr 1/2015 w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej. W ogłoszeniu Prezes URE określił wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w tym przetargu, dla każdej z kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 16 ust. 3

¹¹²⁾ Pierwszy przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej został ogłoszony przez Prezesa URE 31 grudnia 2012 r., drugi przetarg – 27 grudnia 2013 r. natomiast trzeci przetarg – 19 grudnia 2014 r.

dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, na poziomie:

- 1) 1 578 848 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
 - 2) 197 356 toe dla przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
 - 3) 197 356 toe dla przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyśle lub dystrybucji.
- Określając wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w czwartym przetargu Prezes URE kierował się – w myśl art. 16 ust. 6 ustawy dotychczasowej o efektywności energetycznej – stopniem realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, o którym mowa w art. 4 ust. 1 tej ustawy oraz ilością dotychczas wydanych świadectw efektywności energetycznej.

Podmioty zainteresowane udziałem w czwartym przetargu mogły składać oferty przetargowe do 28 stycznia 2016 r.

Z kolei 29 lutego 2016 r., tj. w dniu przeprowadzenia przetargu, komisja przetargowa powołana przez Prezesa URE dokonała otwarcia ww. ofert przetargowych. W odpowiedzi na ww. ogłoszenie Prezesa URE do urzędu wpłynęło 1 120 ofert przetargowych, przy czym wszystkie oferty zostały skutecznie zgłoszone do udziału w przetargu (tab. 51 str. 172).

Jednocześnie należy wskazać, że podmiotami przystępującymi do czwartego przetargu w szczególności były:



Tabela 51. Zagregowane dane charakteryzujące oferty przetargowe skutecznie złożone w czwartym przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

Rodzaj danych	Dane
Liczba skutecznie złożonych ofert przetargowych po ich otwarciu [szt.]	1 120
Liczba ofert w kategorii 1 – zwiększenie oszczędności energii u odbiorców końcowych [szt.]	922
Liczba ofert w kategorii 2 – zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych [szt.]	55
Liczba ofert w kategorii 3 – zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji [szt.]	143
Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku, tj. suma ze wszystkich skutecznie złożonych ofert przetargowych [toe/rok]	247 509,039
Przedział poziomu deklarowanej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku [toe/rok]	od 10,002 do 26 097,323
Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 1 [toe/rok]	207 619,700
Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 2 [toe/rok]	14 692,267
Poziom deklarowanej łącznej ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w kategorii 3 [toe/rok]	25 197,073
Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	558 819,236
Przedział wartości świadectw efektywności energetycznej z ofert [toe]	od 8,514 do 43 496,000
Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 1 [toe]	485 749,457
Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 2 [toe]	29 369,760
Łączna wartość świadectw efektywności energetycznej z ofert w kategorii 3 [toe]	43 700,019
Przedział wartości efektu energetycznego ω^* we wszystkich ofertach	od 0,200 do 2,003
Przedział wartości efektu energetycznego ω w kategorii 1	od 0,200 do 1,900
Przedział wartości efektu energetycznego ω w kategorii 2	od 0,300 do 1,533
Przedział wartości efektu energetycznego ω w kategorii 3	od 0,251 do 2,003
Okres uzyskiwania oszczędności na podstawie wszystkich ofert (lata kalendarzowe)	od 1 roku do 45 lat

* Wartość efektu energetycznego ω – stosunek ilości energii zaoszczędzonej średnio w ciągu roku w wyniku realizacji przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej do wartości świadectwa efektywności energetycznej.

Źródło: URE.

- przedsiębiorstwa energetyczne ciepłownice (zakres działalności: wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucja ciepła, obrót ciepłem),
- przedsiębiorstwa energetyczne elektroenergetyczne (zakres działalności: wytwarzanie energii elektrycznej, przesyłanie energii elektrycznej, dystrybucja energii elektrycznej),
- spółdzielnie mieszkaniowe,
- przedsiębiorstwa przemysłowe (przemysł wydobywczy, spożywczy, hutniczy),
- instytucje doradztwa energetycznego,
- właściciele budynków biurowych,
- firmy telekomunikacyjne,
- gminy,
- inne.

Natomiast zakres przedsięwzięć zgłoszonych przez ww. podmioty do udziału w przetargu obejmował w szczególności przedsięwzięcia, takie jak:

- 1) zakres przedsięwzięć w kategorii 1 – zwiększenie oszczędności energii u odbiorców końcowych:
 - likwidacja indywidualnego, niskoefektywnego ogrzewania mieszkań i budynków i zastąpienie ciepłem sieciowym pochodzącym z OZE lub kogeneracji;
 - likwidacja niskoefektywnych kotłowni gazowych i olejowych i zastąpienie ich ciepłem sieciowym pochodzącym z OZE lub kogeneracji;
 - modernizacja i wymiana oświetlenia drogowego i oświetlenia w budynkach na energooszczędne;
 - modernizacja indywidualnych węzłów cieplnych;
 - modernizacja instalacji centralnego ogrzewania;
 - odzysk energii z procesu przemysłowego;
 - termomodernizacja budynków;
 - modernizacja i wymiana urządzeń wykorzystywanych w procesach przemysłowych,
- 2) zakres przedsięwzięć w kategorii 2 – zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych:
 - modernizacja urządzeń potrzeb własnych,
- 3) zakres przedsięwzięć w kategorii 3 – zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji:
 - modernizacja i wymiana sieci ciepłowniczych;
 - modernizacja izolacji termicznej sieci ciepłowniczej;
 - modernizacja grupowych węzłów cieplnych;
 - wymiana transformatorów;

- zmiana czynnika zasilającego sieć ciepłowniczą z pary na wodę.

Komisja przetargowa powołana przez Prezesa URE, 5 września 2016 r. rozstrzygnęła czwarty przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Realizując obowiązki wynikające z przepisów § 12 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej¹¹³⁾, Prezes URE w Biuletynie Informacji Publicznej URE, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, zamieścił protokół z przebiegu przeprowadzonego przetargu, sporządzony przez komisję przetargową. Ww. protokół zawiera m.in.:

- 1) oznaczenie daty i miejsca:
 - a) składania ofert przetargowych;
 - b) otwarcia ofert przetargowych;
 - c) rozstrzygnięcia przetargu,
- 2) liczbę złożonych ofert przetargowych,
- 3) wskazanie ofert przetargowych:
 - a) odrzuconych wraz z podaniem przyczyn ich odrzucenia;
 - b) wybranych, w których, zgodnie z deklaracją przetargową, zadeklarowano wartość efektu energetycznego zawierającą się w przedziale, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej;
 - c) niewybranych z podaniem przyczyn ich niewybrania.

W wyniku rozstrzygnięcia czwartego przetargu komisja przetargowa wybrała 983 oferty przetargowe, natomiast 137 ofert przetargowych zostało odrzuconych, w związku z wystąpieniem przesłanek, o których mowa w § 10 ust. 3 rozporządzenia przetargowego¹¹⁴⁾.

Istotną rolę w ofercie przetargowej pełnią:

- 1) deklaracja przetargowa, która stanowi oświadczenie woli w zakresie przystąpienia do przetargu i zawiera parametry niezbędne dla rozstrzygnięcia przetargu, które powinny stanowić odzwierciedlenie danych zawartych w audycie efektywności energetycznej i karcie tego audytu oraz wnioskowaną wartość świadectwa efektywności energetycznej,
 - 2) karta audytu efektywności energetycznej stanowiąca wyciąg danych zawartych w audycie, która w przypadku wygrania przetargu i otrzymania świadectwa efektywności energetycznej, zamieszczana jest w Biuletynie Informacji Publicznej URE.
- Z powyższego wynika, że jednym z istotnych warunków otrzymania wsparcia ze środków publicznych w postaci świadectw efektywności energetycznej jest dochowanie należytej staranności

¹¹⁴⁾ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (Dz. U. z 2012 r. poz. 1227). Zgodnie z treścią tego przepisu Komisja odrzuca ofertę przetargową, jeżeli w wyniku sprawdzenia, o którym mowa w § 10 ust. 2:

- 1) oferta nie zawiera prawidłowo wypełnionej deklaracji przetargowej lub audytu efektywności energetycznej,
- 2) zgodnie z deklaracją przetargową przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej zgłoszone do przetargu nie spełnia warunków, o których mowa w art. 18 ustawy o efektywności energetycznej.

w zakresie sporządzania oferty przetargowej, ze szczególnym uwzględnieniem deklaracji przetargowej i karty audytu efektywności energetycznej.

Najczęstszymi przesłankami odrzucenia oferty były: nieprawidłowo wypełniona deklaracja przetargowa oraz nieprawidłowo wypełniona karta audytu efektywności energetycznej, w szczególności w związku z wystąpieniem m.in.:

- błędów rachunkowych,
- braków danych wymaganych przepisami prawa,
- niespójności danych i informacji zawartych w poszczególnych punktach deklaracji przetargowej oraz w pozostałych dokumentach składających się na ofertę przetargową.

Natomiast wartość świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegały się podmioty, które wygrały w czwartym przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej wyniosła 495 023,296 toe, co stanowi 25,083% wartości świadectw przewidzianych do wydania w ww. przetargu.

Z kolei w poszczególnych kategoriach przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej udział wartości świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegały się podmioty, które wygrały w czwartym przetargu, do wartości świadectw przewidzianych do wydania w każdej z kategorii ukształtowała się następująco:

- 27,148% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- 12,294% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,

¹¹³⁾ Dz. U. z 2012 r. poz. 1227, dalej: „rozporządzenie przetargowe”.

- 21,351% przypadło na kategorię przedsięwzięć w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji.

Mając na uwadze skalę zainteresowania rozstrzygniętym w 2016 r. przetargiem na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, wyrażoną liczbą złożonych ofert przetargowych należy zauważyć, że Prezesowi URE przedłożono do rozpatrzenia oferty przetargowe w ilości większej w porównaniu do trzeciego przetargu, do którego skutecznie zgłoszono 735 ofert przetargowych (tab. 52).

Ogłoszenie piątego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

21 września 2016 r. Prezes URE ogłosił piąty przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

W myśl przepisów art. 16 ust. 6 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, określając wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w piątym przetargu, o którym mowa w art. 16 ust. 1 ww. ustawy, Prezes URE kierował się:

- wartością wydanych dotychczas świadectw efektywności energetycznej oraz
- stopniem realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, o którym mowa w art. 4 ust. 1 ustawy.

Tabela 52. Zagregowane wyniki przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej według kategorii, o których mowa w art. 16 ust. 3 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej

Kategoria przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej	Wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w przetargu [toe]	$(t \cdot \omega_{sr} ; \omega_{max})^{115)}$ gdzie $t = 0,3$	Liczba wybranych ofert [szt.]	Wartość świadectw efektywności energetycznej, o które ubiegają się podmioty, które wygrały przetarg [toe]	Udział procentowy (dane z kol. 5 : dane z kol. 2) * 100% [%]	Przedział wartości efektów energetycznych zadeklarowanych przez podmioty, które wygrały przetarg
1	2	3	4	5	6	7
Zwiększenie oszczędności energii przez odbiorców końcowych	1 578 848,000	<0,136;1,375>	828	428 623,236	27,148	<0,200;1,375>
Zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych	197 356,000	<0,161;1,050>	35	24 263,150	12,294	<0,300;1,050>
Zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji	197 356,000	<0,175;1,330 >	120	42 136,910	21,351	<0,251;1,330>
RAZEM:	1 973 560,000		983	495 023,296	25,083	<0,200;1,375>

Źródło: URE.

Mając na uwadze pierwszą z powyższych przesłanek należy podkreślić, że do dnia ogłoszenia przetargu Prezes URE wydał 896 świadectwa efektywności energetycznej na łączny wolumen 227 020,328 toe, które potwierdzają realizację

¹¹⁵⁾ Przedział, o którym mowa w art. 20 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, gdzie poszczególne symbole oznaczają:
 t – współczynnik akceptacji ofert,
 ω_{sr} – średnia wartość efektu energetycznego,
 ω_{max} – najwyższa zadeklarowana w danym przetargu wartość efektu energetycznego.

przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, zgłoszonych do udziału w rozstrzygniętych trzech pierwszych postępowaniach przetargowych. Ponadto uwzględnił wyniki czwartego postępowania przetargowego, którego uczestnicy zadeklarowali w 983 wybranych przez Komisję Przetargową ofertach wolumen świadectw efektywności energetycznej w wysokości 495 023,296 toe.

W przypadku drugiej przesłanki, tj. stopnia realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, o którym mowa w art. 4 ust. 1 ustawy, istotnym do wykorzystania przez

Prezesa URE źródłem informacji o stopniu realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią nadal pozostały zarówno uzasadnienie do projektu ustawy, jak i Drugi Krajowy Plan Działań, dotyczący efektywności energetycznej i zawarte w ww. dokumentach projektowane wartości oczekiwanych oszczędności energii finalnej – 2,2 Mtoe do 2016 r.

Mając na uwadze powyższe, w ogłoszeniu o przeprowadzeniu przetargu Prezes URE określił wartość świadectw efektywności energetycznej przewidzianych do wydania w tym przetargu, dla każdej z kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, o których mowa w art. 16 ust. 3 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, na poziomie:

- 1) 1 182 364,8 toe dla przedsięwzięć, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 1 ustawy (tj. dla kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych),
- 2) 147 795,6 toe dla przedsięwzięć, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 2 ustawy (tj. dla kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych),
- 3) 147 795,6 toe dla przedsięwzięć, o których mowa w art. 16 ust. 3 pkt 3 ustawy (tj. dla kategorii przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w zakresie zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyśle lub dystrybucji).

Jednocześnie wartość współczynnika akceptacji ofert (t), o którym mowa w art. 20 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej w piątym przetargu wynosi 0,5 zgodnie z obwieszczeniem Ministra Energii z 22 lipca 2016 r. w sprawie określania wartości współczynnika akceptacji ofert¹¹⁶⁾.

Rozstrzygnięcie piątego przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej nastąpi w 2017 r.



5. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej

Podmioty, które wygrały przetarg, stosownie do art. 21 ust. 3 i 4 w związku z art. 21 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej oraz w związku z art. 217 § 1 i § 2 pkt 1 kpa mogą składać do Prezesa URE wnioski o wydanie świadectwa efektywności energetycznej.

Do końca 2016 r. do Prezesa URE wpłynęły 954 wnioski o wydanie świadectw efektywności energetycznej. W 2016 r. Prezes URE wydał 947 świadectw efektywności energetycznej, o łącznej wartości 476 036,749 toe, co stanowiło 66,6% łącznej wartości świadectw efektywności energetycznej wydanych przez Prezesa URE dla podmiotów, które wygrały dotychczas rozstrzygnięte przetargi na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

¹¹⁶⁾ M. P. z 2016 r. poz. 727.

Informacje o wydanym świadectwie efektywności energetycznej wraz z kartą audytu efektywności energetycznej sporządzoną dla przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej określonego w tym świadectwie, Prezes URE zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE, niezwłocznie po jego wydaniu¹¹⁷⁾.

Jednocześnie należy wskazać, że w myśl art. 25 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, ze świadectwa efektywności energetycznej wynikają zbywalne prawa majątkowe, które są towarem giełdowym w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa efektywności energetycznej powstają z chwilą zapisania świadectwa efektywności energetycznej po raz pierwszy na koncie ewidencyjnym w rejestrze świadectw efektywności energetycznej prowadzonym przez podmiot organizujący obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw efektywności energetycznej, na podstawie przekazywanej ww. podmiotowi przez Prezesa URE informacji o świadectwie efektywności energetycznej wydanym dla zrealizowanego przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej i przysługują podmiotowi będącemu posiadaczem tego konta.

Istotnym jest, że wydanie przez Prezesa URE świadectwa efektywności energetycznej jest jednoznaczne z powstaniem praw majątkowych w odniesieniu do przedsięwzięć zrealizowanych przez podmiot, który wygrał przetarg. Natomiast w przy-

¹¹⁷⁾ Obowiązek Prezesa URE realizowany na podstawie art. 21 ust. 5 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej.

padku świadectwa efektywności energetycznej wydanego dla przedsięwzięcia, które zostanie zrealizowane przez podmiot, który wygrał przetarg, materializacja prawa majątkowego nastąpi dopiero po faktycznym zrealizowaniu przedsięwzięcia oraz po spełnieniu szeregu obligacyjnych przesłanek przewidzianych przepisami dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej (określonych w szczególności w art. 22 tej ustawy).

Rejestr świadectw efektywności energetycznej jest prowadzony przez TGE S.A., która na początku listopada 2013 r. wprowadziła do obrotu pierwsze prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej (instrument PME). TGE S.A. wprowadziła również w tym samym czasie indeksy cenowe dla transakcji zawartych na Rynku Praw Majątkowych, których przedmiotem są prawa majątkowe wynikające ze świadectw efektywności energetycznej:

- EFX – indeks dla transakcji sesyjnych,
- EFX_TP – indeks dla transakcji pozasesyjnych,
- EFX_POLPX – indeks dla transakcji sesyjnych i pozasesyjnych.

Biorąc pod uwagę termin realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej (tj. 31 marca roku następującego po roku realizacji obowiązku), podmioty obowiązane do jego realizacji za rok 2015 a także za okres od 1 stycznia do 30 września 2016 r.¹¹⁸⁾ występowały w 2016 r. do Prezesa URE

z wnioskami o umorzenie świadectw efektywności energetycznej. W tym okresie Prezes URE wydał 118 decyzji umarzających świadectwa efektywności energetycznej na łączną ilość 129 866,04 toe. Szczegółowe informacje dotyczące umorzonych w 2016 r. świadectw efektywności energetycznej przedstawia poniższa tabela.

Tabela 53. Wolumen umorzonych w 2016 r. świadectw efektywności energetycznej w celu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej

W celu realizacji obowiązku za rok/okres	Liczba wydanych decyzji [szt.]	Wolumen umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]
2015	116	129 309,881
1.01.2016 – 30.09.2016	2	556,159
łącznie	118	129 866,040

Źródło: URE.

.....

6. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej

Rok 2016 był ostatnim rokiem obowiązywania dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej. 1 października 2016 r. weszły bowiem w życie przepisy ustawy o efektywności ener-

getycznej, która zmieniła m.in. zasady realizacji obowiązku w ramach systemu służącego poprawie efektywności energetycznej.

Do 30 września 2016 r. przepisy art. 12 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności nakładały na podmioty zobowiązane, o których mowa w art. 12 ust. 2 tej ustawy, na określonych w ww. ustawie zasadach oraz na zasadach zawartych w przepisach rozporządzenia z 4 września 2012 r. i ustawy z 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o efektywności energetycznej¹¹⁹⁾, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej o wartości wyrażonej w tonach oleju ekwiwalentnego lub uiszczenia opłaty zastępczej.

W myśl art. 12 ust. 2 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, podmiotami zobowiązanymi do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ww. ustawy, były:

- 1) **przedsiębiorstwa energetyczne** sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- 2) **odbiorcy końcowi** przyłączeni do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, będący członkami giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej,
- 3) **towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie**, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towaro-

¹¹⁸⁾ 1 października 2016 r. weszły w życie przepisy ustawy o efektywności energetycznej, która zmieniła m.in. zasady realizacji obowiązku w ramach systemu służącego poprawie efektywności energetycznej.

¹¹⁹⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2359.

wych, w odniesieniu do transakcji realizowanych na giełdzie towarowej na zlecenie odbiorców końcowych przyłączonych do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Jednocześnie, zgodnie z art. 12 ust. 3 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, powyższy obowiązek nie dotyczył przedsiębiorstw energetycznych sprzedających ciepło odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jeżeli łączna wielkość mocy zamówionej przez tych odbiorców nie przekracza 5 MW.

Jak już podkreślono, 1 października 2016 r. nastąpiły zmiany w sposobie realizacji obowiązku w ramach systemu służącego poprawie efektywności energetycznej. Z uwagi na zgłaszane przez uczestników rynku wątpliwości związane z realizacją przedmiotowego obowiązku, Prezes URE 28 października 2016 r. opublikował *Informację nr 57/2016 dotyczącą realizacji obowiązku w zakresie:*

- 1) *uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa efektywności energetycznej względnie uiszczenia opłaty zastępczej – za okres od dnia 1 stycznia do dnia 30 września 2016 r.,*
- 2) *uzyskania – w wyniku realizacji u odbiorcy końcowego przedsięwzięcia lub przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej – oszczędności energii finalnej lub uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa efektywności energetycznej względnie uiszczenia opłaty zastępczej – za okres od dnia 1 października do dnia 31 grudnia 2016 r. oraz za lata następne.*

Prezes URE zwrócił uwagę w tej Informacji na najważniejsze kwestie dotyczące zasad realizacji obowiązku w ramach systemu służącego poprawie efektywności energetycznej za rok 2016 i lata następne. Zestawienie najważniejszych różnic w sposobie realizacji obowiązku pomiędzy ustawą dotychczasową a ustawą z 20 maja 2016 r. znajduje się w tab. 54 (str. 178).

Należy dodać, że zarówno w okresie od 1 stycznia 2016 r. do 30 września 2016 r., jak i w okresie od 1 października 2016 r. do 31 grudnia 2016 r. zakres realizacji obowiązku został ustalony na poziomie 1,5% odpowiednio w stosunku do:

- a) **kwoty przychodu ze sprzedaży** energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego odbiorcom końcowym osiągniętego za dany rok, w którym obowiązek jest realizowany (w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego) oraz **kwoty transakcji zakupu** energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego na giełdzie towarowej osiągniętego za dany rok, w którym obowiązek jest realizowany (w przypadku odbiorcy końcowego działającego we własnym imieniu na giełdzie towarowej oraz towarowego domu maklerskiego lub domu maklerskiego),
- b) **ilości energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego** wyrażonej w tonach oleju ekwiwalentnego sprzedanych w danym roku odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium RP (w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego) oraz ilości energii elektrycznej lub gazu ziemnego wyrażonej w tonach oleju ekwiwalentnego zakupionych w danym roku na giełdzie towarowej lub rynku regulowanym – w ramach izby rozrachun-

kowej (w przypadku odbiorców końcowych działających we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub rynku regulowanym lub przez spółkę prowadząca izbę rozrachunkową) oraz ilość gazu ziemnego wyrażonej w tonach oleju ekwiwalentnego sprowadzonego w danym roku na terytorium RP w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu i zużytego na własny użytek, inny niż cele energetyczne (w przypadku odbiorcy końcowego nabywającego w ten sposób gaz ziemny).

Za niezrealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, jak i w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej grożą sankcje w postaci nałożenia przez Prezesa URE kary pieniężnej, sięgającej do 10% przychodu osiągniętego w roku podatkowym poprzedzającym rok nałożenia kary.

Dodać również należy, że Prezes URE mając na uwadze zgłaszane mu przez podmioty zobowiązane problemy z określeniem ilości energii pierwotnej na potrzeby realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, opublikował 25 lutego 2016 r. *Informację na temat sposobu określania przez przedsiębiorstwa energetyczne ilości energii pierwotnej na potrzeby realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej za rok 2015.*

W 2016 r. Prezes URE zakończył kontrolę realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej za rok 2013, a także rozpoczął kontrolę jego realizacji za rok 2014.

Tabela 54. Zestawienie najważniejszych różnic w sposobie realizacji obowiązku na gruncie przepisów dotychczasowych (tj. ustawy z 15 kwietnia 2011 r.) i ustawy o efektywności energetycznej (tj. ustawy z 20 maja 2016 r.)

Zmiana	Ustawa dotychczasowa (z 15 kwietnia 2011 r.)	Ustawa o efektywności energetycznej (z 20 maja 2016 r.)
sposób realizacji obowiązku	a. uzyskanie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej b. uiszczenie opłaty zastępczej (<i>bez ograniczeń odnośnie poziomu realizacji obowiązku przy wykorzystaniu tego sposobu</i>)	a. realizacja u odbiorcy końcowego przedsięwzięcia lub przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w wyniku, których uzyskuje się oszczędności energii finalnej b. uzyskanie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej c. uiszczenie opłaty zastępczej (<i>z ograniczeniami wynikającymi z art. 11 ustawy o efektywności energetycznej</i>)
podmioty zobowiązane	a. <u>przedsiębiorstwo energetyczne</u> sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej b. <u>odbiorca końcowy</u> przyłączony do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, będący członkiem giełdy towarowej c. <u>towarowy dom maklerski lub dom maklerski</u>	a. <u>przedsiębiorstwo energetyczne</u> wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania lub obrotu energią elektryczną, ciepłem lub gazem ziemnym i sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej b. <u>odbiorca końcowy</u> przyłączony do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, będący członkiem giełdy lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany (dalej „rynek regulowany”) lub będący członkiem giełdowej izby rozrachunkowej c. <u>odbiorca końcowy</u> przyłączony do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej sprowadzający gaz ziemny w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym d. <u>towarowy dom maklerski lub dom maklerski</u>
wyłączenia z realizacji obowiązku	obowiązek nie dotyczy <u>przedsiębiorstw energetycznych</u> sprzedających ciepło <u>odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium RP</u> , jeżeli łączna wielkość mocy zamówionej przez tych odbiorców nie przekracza 5 MW	obowiązek nie dotyczy <u>przedsiębiorstw energetycznych</u> sprzedających ciepło <u>odbiorcom końcowym</u> , jeżeli łączna wielkość zamówionej mocy cieplnej przez tych odbiorców nie przekracza 5 MW
podstawa obowiązku	podstawą obowiązku jest: a. <u>kwota przychodu ze sprzedaży</u> energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego <u>odbiorcom końcowym</u> osiągniętego za dany rok b. <u>kwota transakcji zakupu</u> energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego na giełdzie towarowej osiągniętego za dany rok	podstawą obowiązku jest: a. <u>ilość energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego wyrażona w tonach oleju ekwiwalentnego sprzedanych</u> w danym roku <u>odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium RP</u> b. <u>ilość energii elektrycznej lub gazu ziemnego wyrażona w tonach oleju ekwiwalentnego zakupionych w danym roku</u> na giełdzie towarowej lub rynku regulowanym a także poza giełdą towarową lub rynkiem regulowanym w przypadku odbiorców końcowych będących członkami giełdy lub izby rozrachunkowej c. <u>ilość gazu ziemnego wyrażona w tonach oleju ekwiwalentnego sprowadzonego</u> w danym roku na terytorium RP w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu i zużytego na własny użytek, inny niż cele energetyczne
termin realizacji obowiązku	<u>31 marca każdego roku</u> za poprzedni rok kalendarzowy	a. w przypadku <u>zrealizowania obowiązku za dany rok poprzez uiszczenie opłaty zastępczej</u> : - <u>30 czerwca roku następującego po roku</u> , którego dotyczy obowiązek b. w przypadku realizacji u odbiorcy końcowego przedsięwzięć lub przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej lub uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej: - <u>30 czerwca następnego roku po roku</u> , którego dotyczy obowiązek, - <u>30 czerwca trzeciego roku następującego po roku</u> , którego dotyczy obowiązek, - <u>30 czerwca roku następującego po ostatnim z dwu- lub trzyletniego okresu</u> realizacji tego obowiązku (pod warunkiem złożenia stosownego wniosku do Prezesa URE)
świadectwa efektywności energetycznej, którymi można realizować obowiązek	świadectwo efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 21 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej (tj. świadectwo efektywności energetycznej wydane w wyniku rozstrzygnięcia przez Prezesa URE przetargów na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności – dalej „świadectwo przetargowe”)	a. do 30 czerwca 2019 r. – świadectwo efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 21 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej (tj. świadectwo przetargowe) b. bezterminowo (do 30 czerwca danego roku kalendarzowego) – świadectwo efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej (dalej „świadectwo bezterminowe”) c. w celu realizacji obowiązku za rok, w którym zostało wydane (do 30 czerwca roku następnego w stosunku do roku wydania świadectwa) – świadectwo efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 57 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej (dalej „świadectwo roczne”)

Źródło: URE.

Za 2013 r. kontrolą realizacji powyższego obowiązku objęto 2 242 podmioty (w tym 4 domy maklerskie i towarowy dom maklerski), a za 2014 r. – 2 424 podmioty (w tym 5 domów maklerskich i towarowy dom maklerski).

Poziom realizacji ww. obowiązku przedstawiono w tab. 55.

W 2016 r. Prezes URE prowadził również postępowania administracyjne w związku z ujawnieniem nieprawidłowości przy realizacji obowiązku w zakresie umorzenia świadectw efektywności energetycznej oraz art. 14 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej. Szczegółowe informacje w tym zakresie prezentuje tab. 56.

.....

7. Kalkulacja stawki opłaty OZE

Mocą przepisów ustawy OZE wprowadzono opłatę OZE, pobieraną za dostępność energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym i przeznaczaną wyłącznie na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3 ustawy OZE oraz kosztów działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej. Zgodnie z art. 96 ust. 1 ustawy OZE, opłatę OZE oblicza się jako iloczyn stawki opłaty OZE oraz sumy ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych:

- 1) bezpośrednio do sieci danego płatnika opłaty OZE,
- 2) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,

Tabela 55. Wyniki analizy realizacji za lata 2013 i 2014 obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej

Rok	Podstawa realizacji obowiązku [zł]*	Poziom realizacji obowiązku [%]**	Ilość energii pierwotnej wynikająca z obowiązku [toe]	Ilość energii pierwotnej wynikająca z umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]	Wartość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]	Ilość energii pierwotnej wynikająca z uiszczonej opłaty zastępczej [toe]	Poziom realizacji obowiązku wg umorzonych świadectw efektywności energetycznej i uiszczonej opłaty zastępczej [%]
2013	46 163 301 630,62	1,00	461 633,016	6 509,732	452 569 059,63	452 569,060	0,995
2014***	47 369 070 691,91	1,50	710 536,060	34 788,304	600 952 484,96	600 952,485	1,340

* Suma kwot przychodu osiągniętego przez przedsiębiorstwa energetyczne ze sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego **odbiorcom końcowym** oraz kwot transakcji zakupu energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego na giełdzie towarowej.

** Zgodnie z § 2 ust. 3 rozporządzenia z 4 września 2012 r.

*** Dane wstępne – mogą ulec zmianie.

Źródło: URE.

Tabela 56. Zestawienie wszczętych w 2016 r. postępowań administracyjnych w ramach kontroli realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust. 1 i w art. 14 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej

Obowiązek	Rok, którego dotyczy postępowanie	Liczba wszczętych postępowań [szt.]
Art. 12 ust. 1	2013	52
Art. 12 ust. 1	2014	1
Art. 14	2013	41
Łącznie	-	94

Źródło: URE.

niebędącego płatnikiem opłaty OZE, przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE,

- 3) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE bezpośrednio lub poprzez sieć przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na ich rzecz usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Stosownie do treści art. 185 ustawy OZE od dnia wejścia w życie rozdziału 4 tej ustawy tj. od 1 lipca 2016 r., stawka netto opłaty OZE wynosiła 2,51 zł za 1 MWh i obowiązywała do końca 2016 r.

Zgodnie natomiast z brzmieniem art. 98 ustawy OZE, Prezes URE jest zobowiązany do skalkulowania stawki opłaty OZE i jej opublikowania w Biu-

letynie URE, w terminie do 30 listopada każdego roku, na rok następny.

Przepisy ustawy OZE precyzują w poszczególnych przepisach elementy składowe służące skalkulowaniu stawki opłaty OZE. Należą do nich:

- 1) suma środków przeznaczonych na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3 ustawy OZE (K_{OZEfi}) planowana w oparciu o:
 - a) informacje o planowanych przez operatora rozliczeń energii odnawialnej w roku następnym wypłatach na pokrycie ujemnego salda;
 - b) maksymalną ilość energii elektrycznej wytworzonej z OZE w instalacji OZE, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 72 ustawy OZE;
 - c) średnią cenę zakupu energii elektrycznej wytworzonej z OZE w instalacjach OZE w trzech pierwszych kwartałach roku kalendarzowego,
- 2) wydatki związane z ewentualnym zadłużeniem oraz koszty bieżącej działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej (L_{OZEi}),
- 3) prognozowany na 31 grudnia danego roku, stan środków na rachunku opłaty OZE (E_{OZEi}),
- 4) ilość energii pobraną z sieci i zużytą przez odbiorców końcowych w krajowym systemie elektroenergetycznym, która stanowiła podstawę do obliczenia opłaty OZE, w okresie 12 miesięcy kalendarzowych poprzedzających dzień 1 lipca roku, w którym jest kalkulowana stawka opłaty OZE na kolejny rok kalendarzowy (Q_{i-1}),

5) niewykorzystane środki z opłaty OZE pozostałe z roku kalendarzowego poprzedzającego rok, w którym jest kalkulowana stawka opłaty OZE (S_{Ri-1}).

Działając na podstawie art. 98 ustawy OZE Prezes URE w 2016 r. skalkulował oraz opublikował stawkę netto opłaty OZE (tj. stawkę pomniejszoną o należny podatek od towarów i usług), obowiązującą od 1 stycznia 2017 r. do 31 grudnia 2017 r., której wysokość wynosi 3,70 zł/MWh.



8. Ustalanie jednostkowych opłat zastępczych

Prezes URE obliczył i opublikował jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozg, Ozk i Ozm na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Przy ich ustalaniu Prezes URE uwzględnił¹²⁰⁾:

- 1) ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- 2) różnicę pomiędzy kosztami wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- 3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych,
- 4) poziom zagospodarowania dostępnych ilości metanu uwalnianego i ujmowanego przy doło-

¹²⁰⁾ Działając na podstawie art. 9a ust. 13 i 14 ustawy – Prawo energetyczne.

wych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego oraz gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy.

Działając na podstawie art. 9a ust. 13 i 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE 30 maja 2016 r. ogłosił jednostkowe opłaty zastępcze obowiązujące w 2017 r. w wysokości:

- Ozg= 120,00 [zł/MWh],
- Ozk= 10,00 [zł/MWh],
- Ozm= 56,00 [zł/MWh].



9. Efekt zachęty

W 2016 r. Prezes URE nadal realizował zadania wynikające z treści art. 43 ust. 7-10 ustawy – Prawo energetyczne w brzmieniu ustalonym ustawą OZE, w myśl którego możliwość uzyskania świadectw pochodzenia (OZE) oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji (CHP) została uzależniona od dokonania przez Prezesa URE potwierdzenia, dokonywanego w ramach przeprowadzanego postępowania dotyczącego wydania stosownej promesy koncesji lub promesy zmiany koncesji, że objęta przedmiotem postępowania inwestycja w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji lub inwestycja w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii nie zostałyby zrealizowane w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji nie przysługiwałoby świadectwo pochodze-

nia z kogeneracji albo świadectwa pochodzenia. Omawiana instytucja stanowi odzwierciedlenie zapisów Komunikatu Komisji Europejskiej określającego „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020”¹²¹⁾ w zakresie potwierdzania tzw. „efektu zachęty”.

10. Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii

Jedną z kompetencji Prezesa URE jest rozstrzygnięcie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci w zakresie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Jest to jeden z nielicznych przypadków ingerencji administracyjnej w regulację stosunków cywilnoprawnych. Decyzja Prezesa URE zastępuje *de facto* oświadczenie woli stron i stanowi samoistną podstawę ukształtowania stosunku zobowiązaniowego w zakresie sprawy spornej między stronami. Podstawa prawna tego uprawnienia została określona w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie

do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączenia, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zawierania umów o przyłączenie do sieci, jeżeli spełnione są przesłanki ustawowe, a mianowicie jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i odbioru, podmiot żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru oraz dysponuje tytułem prawnym do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane. Konsekwencją istnienia publicznoprawnego obowiązku przyłączenia do sieci, w razie sporu co do istnienia tego obowiązku, jest ukształtowanie umowy o przyłączenie, z ustaloną wysokością opłaty za przyłączenie określoną na podstawie art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Jak wynika z utrwalonego orzecznictwa sądowego, opłata ta pobierana jest za zespolecie (złączenie) instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego i obejmuje nakłady za wykonanie tego zespolecia, a nie za rozbudowę sieci przedsiębiorstwa na potrzeby przyłączenia.

Powyższe potwierdza art. 7 ust. 8¹⁾ ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym przez realizację przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci do sieci elektroenergetycznej lub do sieci ciepłowniczej rozumie się budowę odcinka lub elementu sieci służącego do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu ubiegającego się o ich przyłączenie do sieci elektroenergetycznej lub do sieci ciepłowniczej, z pozostałą częścią sieci. Natomiast obowiązek rozbudowy sieci oraz finansowania rozbudowy sieci na potrzeby przyłączenia różnych podmiotów, nie ma charakteru bezwzględnie i aktualizuje się w warunkach określonych w art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne. Obowiązek ten spoczywa na przedsiębiorstwie energetycznym w zakresie wynikającym z przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 oraz art. 46 ustawy – Prawo energetyczne oraz w zakresie wynikającym z założeń i planów, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy.

Jednocześnie Prezes URE nie ma kompetencji do orzekania tzw. „komercyjnych umów o przyłączenie” do sieci, których podstawa została określona w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z brzmieniem ww. przepisu, w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci; wówczas przepisów dotyczących zasad ustalania opłaty za przyłączenie do sieci nie stosuje się. Strony „komercyjnej umowy o przyłączenie” mogą kształtować wysokość

¹²¹⁾ Dz. Urz. UE seria C z 2014 r., Nr 200, s. 1.

opłaty za przyłączenie w sposób dowolny, a więc w sposób wykraczający poza ramy ustawowe. W pozostałych przypadkach zgodnie z jednolitym orzecnictwem Sądu Najwyższego opłata ma odzwierciedlać koszty wykonania przyłącza a nie rozbudowy sieci.

W orzecnictwie Sądu Najwyższego ukształtował się pogląd, zgodnie z którym techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia należy zawsze odnosić do konkretnego obiektu, jaki ma być przyłączany z uwzględnieniem treści składowych w toku procesu ubiegania się o przyłączenia oświadczeń woli jego stron, a także całego kontekstu funkcjonowania przedsiębiorstw sieciowych, zasad i mechanizmów rozbudowy infrastruktury sieciowej, w szczególności zaś jej finansowania oraz inwestycji w nowe moce przyłączeniowe (por. wyrok Sądu Najwyższego z 22 maja 2014 r., sygn. akt III SK 51/13). Na uwagę zasługuje także pogląd wyrażony przez Sąd Najwyższy w wyroku z 6 października 2016 r., sygn. akt III 50/15, w którym Sąd ten rozstrzygnął dwa istotne zagadnienia. Pierwsze dotyczyło kompetencji do orzekania przez Prezesa URE w sprawach odmowy zawarcia umowy, w sytuacji wyłącznej odmowy wydania warunków przyłączenia. Drugie zagadnienie dotyczyło zaś dopuszczalności zmian podmiotowych w toku badania wniosku o wydanie warunków przyłączenia. W tym orzeczeniu Sąd Najwyższy potwierdził możliwość rozstrzygnięcia spraw spornych, a w konsekwencji dopuszczalność ewentualnego orzeczenia treści umowy, w sprawach, w których doszło tylko do odmowy wydania przez przedsiębiorstwo ener-

tyczne warunków przyłączenia. Ponadto Sąd Najwyższy wyraził pogląd akceptujący dopuszczalność przekształceń podmiotowych po stronie wnioskodawcy za zgodą przedsiębiorstwa sieciowego w toku badania wniosku o wydanie warunków przyłączenia. Sąd ten uznał, że zgoda ta może być wyrażona wprost albo w sposób dorozumiany poprzez przystąpienie do merytorycznego rozpatrywania wniosku.

Warto także wskazać na zmiany w zakresie przyłączania źródeł do sieci wprowadzone ustawą z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw¹²²⁾ zmieniająca także przepisy ustawy – Prawo energetyczne w zakresie przyłączenia do sieci m.in. poprzez wydłużenie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej dla instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej energię wiatru na morzu (art. 7 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne), ustalenie obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego w przypadku przyłączenia mikroinstalacji (art. 7 ust. 8d⁷ ustawy – Prawo energetyczne), wprowadzenie przesłanek ograniczenia pracy albo odłączenie od sieci mikroinstalacji (art. 7 ust. 8d¹⁰ ustawy – Prawo energetyczne). Ponadto od 1 lipca 2016 r. weszły także w życie przepisy

¹²²⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 925.

Tabela 57. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2016 r.

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu	Liczba spraw rozstrzygniętych	Liczba decyzji, w których stwierdzono, że nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji, w których stwierdzono, że ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba ugód administracyjnych
18	16	7	3	6	0

Źródło: URE.

nowelizujące art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, w którym zostały rozszerzone kompetencje Prezesa URE w sprawach z zakresu przyłączania do sieci. Konsekwencją tych zmian jest wyposażenie organu regulacyjnego we władztwo do rozstrzygnięcia sporów w sprawach odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu 30-dniowego terminu od dnia dokonania zgłoszenia przyłączenia, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji (tab. 57).

.....

11. Inne nowe obowiązki wynikające z nowej ustawy o efektywności energetycznej

W ustawie o efektywności energetycznej, na określoną kategorię przedsiębiorców nałożony

został obowiązek sporządzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa. W myśl ww. ustawy, zobowiązany do przeprowadzenia audytu, lub do zlecenia jego przeprowadzenia jest przedsiębiorca w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, z wyjątkiem mikroprzedsiębiorcy, małego lub średniego przedsiębiorcy w rozumieniu art. 104-106 tej ustawy. Audyt energetyczny przedsiębiorstwa przeprowadzany jest co 4 lata.

Zgodnie z art. 51 ustawy o efektywności energetycznej przedsiębiorca zobowiązany do wykonania audytu energetycznego przedsiębiorstwa:

- 1) po raz pierwszy przeprowadza audyt w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy (tj. od 1 października 2016 r.), a następnie zawiadamia Prezesa URE o przeprowadzonym audycie w terminie 30 dni od dnia jego przeprowadzenia,
- 2) w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie ustawy o efektywności energetycznej zawiadamia Prezesa URE o przeprowadzonym audycie energetycznym w przypadku, gdy przed dniem wejścia w życie ww. ustawy, ale nie wcześniej niż przed 5 grudnia 2012 r. przeprowadzony został audyt energetyczny przedsiębiorstwa spełniającego wymagania, o których mowa w art. 37 ust. 1 i 2 ww. ustawy (na mocy ust. 2 w art. 51 ustawy, audyt ten uznaje się za audyt energetyczny w rozumieniu art. 36 ust. 1 ustawy).

Natomiast Prezes URE jest zobowiązany, zgodnie z art. 38 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej, do przekazania ministrowi właściwemu do spraw energii informacji o:

- 1) liczbie przeprowadzonych audytów energetycznych przedsiębiorstwa,

2) liczbie przedsiębiorców:

a) którzy przeprowadzili audyt energetyczny przedsiębiorstwa;

b) o których mowa w art. 36 ust. 2 ww. ustawy,

3) możliwych do uzyskania oszczędnościach energii, wynikających z przeprowadzonych audytów energetycznych przedsiębiorstwa

– z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, do 31 stycznia roku następującego po roku, w którym przedsiębiorca, o którym mowa w art. 36 ust. 1, przesłał informację, o której mowa w ust. 1.

Zatem pierwszą informację, o której mowa w art. 38 ust. 2 ustawy Prezes URE przekazał Ministrowi Energii już w 2017 r., uwzględniając w niej dane zawarte w przedstawionych w 2016 r. zawiadomieniach przedłożonych przez podmioty zobowiązane do przeprowadzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa.



Część VII. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe



1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna

1.1. Charakterystyka rynku

Produkcja paliw ciekłych w procesie przerobu ropy naftowej w 2016 r., podobnie jak w latach

ubiegłych, prowadzona była głównie w rafineriach należących do Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. oraz Grupy Lotos S.A. Niezmiennie podstawowe źródło dostaw ropy naftowej stanowiły kraje byłego Związku Radzieckiego (ponad 80%). Stosunkowo nieznaczne jej ilości pochodziły z krajów arabskich (ok. 13%) oraz ze złóż krajowych (ok. 3%)¹²³⁾.

Wyprodukowane przez rodzimych producentów benzyny silnikowe, olej napędowy i oleje opałowe niemal w całości zaspokoiły zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw. Jedynie ok. 9-26% dostaw tych paliw na rynek krajowy pochodziło z zagranicy. Odwrotna proporcja miała miejsce w przypadku rynku LPG, który w 84% był zaopatrywany z dostaw zagranicznych¹²³⁾.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi, olejem napędowym oraz auto-gazem prowadzony jest, co do zasady, na stacjach paliw i stacjach auto-gazu. Liczba stacji paliw uległa zwiększeniu w stosunku do 2015 r. Na terenie kraju funkcjonują ok. 6 803 stacje paliw (w 2015 r. było ich ok. 6 601), z czego ok. 2 000 to obiekty należące do przedsiębiorców niezrzeszonych bądź skupione w sieciach niezależnych.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., posiadający ok. 1 766 stacji (w tym pod logo BLISKA). Drugim polskim operatorem pod względem liczby użytkowanych stacji paliw jest Grupa Lotos S.A., która posiada łącznie ok. 487 stacji w całej Polsce (także pod logo Optima).

¹²³⁾ Źródło: Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego.

Koncerny zagraniczne posiadają natomiast ok. 1 467 stacji paliw. Liderami pod tym względem są koncerny BP i Shell.

Niezależni (niezrzeszeni) operatorzy operują w Polsce na ok. 2 900 stacjach paliw. Stacje w sieciach operatorów niezależnych posiadających więcej niż 10 stacji paliw to blisko 800 obiektów. Nieznacznie wzrosła również liczba stacji należących do sieci sklepowych. Obecnie liczba takich stacji paliw to ponad 180 obiektów¹²³.

Zauważalna jest również obecność stacji franczyzowych, która wynika z faktu, że wielu prywatnych przedsiębiorców, wobec konkurencji ze strony koncernów, a nierzadko także hipermarketów, podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

Ceny paliw ciekłych w dalszym ciągu nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczone na zasadach rynkowych – zasadniczo uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, wysokości stawek podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, a także od kursu USD oraz euro.

Jakość paliw. W 2016 r. do URE wpłynęło łącznie 79 informacji, przekazanych przez Prezesa UOKiK, dotyczących podmiotów, u których w wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono wykonywanie działalności z naruszeniem obowiązujących przepisów, polegających na wprowadzaniu do obrotu paliw ciekłych o jakości niezgodnej z obowiązującymi normami. Skala liczby przekazanych informacji o ujawnionych przypadkach jakości paliw ciekłych niezgodnej z obowiązującymi w tym zakresie normami była zatem mniejsza niż w 2015 r., w którym Prezes URE otrzymał informacje o 86 przypadkach

wykonywania działalności z naruszeniem prawa, dotyczących możliwości wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości. Prezes URE nie dysponuje jednak informacjami na temat ogólnej liczby kontroli przeprowadzonych w 2016 r. przez inspektorów Inspekcji Handlowej w tym zakresie.

1.2. Prawo i praktyka koncesjonowania

Uwzględniając charakter regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, dotyczących szeroko rozumianego monitorowania podmiotów działających na rynku paliw ciekłych, należy wskazać, że Prezes URE podejmuje działania w tym zakresie począwszy od etapu udzielania koncesji, co wiąże się w szczególności z badaniem sytuacji finansowej wnioskodawców, oceną kwestii związanych z posiadaniem możliwości technicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności, zapewnieniem zatrudnienia osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych (art. 33 ust. 1 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne), wyeliminowaniem możliwości wykonywania działalności koncesjonowanej przez wnioskodawców skazanych prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą (art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne). Nie mniej istotne jest monitorowanie działalności podmiotów, które uzyskały koncesje Prezesa URE, mające na celu zapewnienie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami udzielonej koncesji i przepisami różnych gałęzi prawa (przykładowo

można wskazać tu na przepisy szeroko rozumianego Prawa budowlanego, przeciwpożarowe, metrologiczne, ochrony środowiska i Prawa wodnego, bezpieczeństwa i higieny pracy, regulacje dotyczące zapewnienia właściwej jakości paliw ciekłych). Działania te mają na celu wyegzekwowanie wykonywania działalności koncesjonowanej zgodnie z warunkami koncesji i przepisami prawa, niejednokrotnie konkretyzując się w postaci kar pieniężnych wymierzanych przez Prezesa URE, bądź też, w razie potrzeby, polegają na wyeliminowaniu z rynku paliw ciekłych przedsiębiorców, którzy dopuścili się rażących nieprawidłowości w trakcie wykonywania działalności (cofnięcie koncesji).

Kwestie dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych zostały uregulowane w art. 32 i następnych ustawy – Prawo energetyczne, przy czym regulacje prawne dotyczące obowiązku koncesjonowania w zakresie paliw ciekłych w 2016 r. uległy istotnej zmianie. W dalszym ciągu, zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy – Prawo energetyczne, nie wymaga uzyskania koncesji wykonywanie działalności w zakresie obrotu gazem płynnym (LPG), jeżeli roczna wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 tys. euro (art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy – Prawo energetyczne). W związku ze zmianami wprowadzonymi ustawą z 22 lipca 2016 r., począwszy od 2 września 2016 r., likwidacji uległo natomiast zwolnienie z obowiązku koncesyjnego dla obrotu benzyną lotniczą oznaczoną symbolem PKWiU 23.20.11-40 oraz objętą kodem CN 2710 11 31, które uprzednio obowiązywało w przypadku rocznej wartości obrotu nieprzekraczającej równowartości 1 mln euro (uchylony art. 32 ust. 5 ustawy – Prawo

energetyczne). Dodatkowo, obowiązek koncesyjny na podstawie art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uległ rozszerzeniu także o przeladunek paliw ciekłych, którego realizacja wymaga teraz koncesji. Zmianie uległo również samo pojmowanie tego, czym są paliwa ciekłe, a to za sprawą szczegółowej ich definicji, określonej w art. 3 pkt 3b ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia paliwowego, które weszło w życie 16 grudnia 2016 r. Za sprawą ustaw z 7 i 22 lipca 2016 r. zastrzeżeniu uległy także przesłanki udzielenia oraz cofnięcia koncesji na paliwa ciekłe. Powyższe skutkowało koniecznością złożenia w określonych terminach kolejnych wniosków przez podmioty objęte obowiązkiem koncesyjnym. Niedotrzymanie któregoś z tych terminów skutkowało z reguły wygaśnięciem posiadanej koncesji na paliwa ciekłe.

Z perspektywy Prezesa URE wyraźne zastrzeżenie reguł funkcjonowania na rynku paliw ciekłych dopełnione zostało również określeniem daleko idących uprawnień kontrolnych oraz wzbogaceniem katalogu sankcji, w tym surowych kar pieniężnych, za nieprzestrzeganie tych reguł.

Jak motywował projektodawca, nadrzędnym celem jaki przyświecał ich ustanowieniu była walka z tzw. szarą strefą na rynku paliw ciekłych, zapobieganie próbom wydłużania podatku VAT w wewnątrz-wspólnotowym obrocie paliwami ciekłymi oraz ograniczenie negatywnego wpływu tego proceduru na funkcjonowanie rynku. Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, nakierowane na walkę z tymi zjawiskami, zapoczątkowane zostały w 2014 r. Ustawą z 30 maja 2014 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego

oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw¹²⁴⁾ wprowadzono dodatkowe reguły obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, skutkujące m.in. odrębnym koncesjonowaniem tego obrotu oraz zabezpieczeniami majątkowymi określonych należności publicznoprawnych w wysokości 10 mln zł, składanymi przez koncesjonariuszy posiadających koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub obrót paliwami ciekłymi z zagranicą. Do 1 września 2016 r. funkcjonowało wyłączenie spod obowiązku złożenia tego zabezpieczenia dla gazu płynnego LPG, jednak po tej dacie wyłączenie to zostało zlikwidowane. Spółkało się to z krytyczną oceną większości podmiotów operujących wyłącznie na rynku LPG. W 2016 r. najczęściej stosowaną przez przedsiębiorców formą zabezpieczenia okazała się gwarancja bankowa, której zalecana treść została opublikowana na stronie internetowej urzędu. Na drugim miejscu uplasowało się upoważnienie Prezesa URE do wyłącznego dysponowania środkami pieniężnymi zgromadzonymi na rachunku lokaty terminowej.

Od 2 września 2016 r. uległ zmianie także organ właściwy do obsługi ww. zabezpieczeń majątkowych. Przed tą datą był nim Prezes URE, który pozbawiony został tej kompetencji na rzecz naczelników właściwych urzędów celnych (obecnie naczelnicy urzędów skarbowych).

Wprowadzone w 2014 r. i 2016 r. nowe reguły koncesjonowania rynku paliw ciekłych, przysporzyły przedsiębiorcom licznych trudności, począw-

szy od interpretacji definicji paliw ciekłych, wytwarzania paliw ciekłych i zjawiska obrotu z zagranicą, a skończywszy na terminowym złożeniu prawidłowego wniosku o zmianę posiadanej koncesji.

Sygnalizowane trudności w zakresie identyfikacji działalności polegającej na wytwarzaniu paliw ciekłych lub obrocie paliwami ciekłymi oraz produktów, których wytwarzanie lub obrót podlega obowiązkowi koncesyjnemu, dotyczyły w szczególności rozmaitych substancji, w tym preparatów smarowych powstałych na bazie oleju napędowego oraz chemikaliów, które w potocznym rozumieniu nie są identyfikowane jako paliwa.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2016 r. udzielono 6 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Wydano również 44 decyzje w przedmiocie zmiany koncesji tego rodzaju, obejmujących oznaczenie siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywania działalności koncesjonowanej. Ponadto w 2016 r. utraciło moc obowiązującą 26 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych, zarówno na skutek ich cofnięcia, jak też upływu terminu ich ważności. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2016 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 58 (str. 186).

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

W 2016 r. nie nastąpiły zmiany w odniesieniu do koncesji na przesyłanie paliw ciekłych. Koncesje

¹²⁴⁾ Dz. U. z 2014 r. poz. 900.

w tym zakresie posiadają w dalszym ciągu dwaj przedsiębiorcy (Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. oraz PERN S.A.¹²⁵).

Magazynowanie paliw ciekłych

W 2016 r. Prezes URE udzielił 5 koncesji na magazynowanie paliw ciekłych. Dokonano również 3 zmian decyzji. W 2016 r. utraciły moc obowiązującą 3 koncesje na magazynowanie paliw ciekłych wobec ich cofnięcia lub upływu terminu ich ważności. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2016 r. koncesji na magazynowanie paliw ciekłych zawiera tab. 58.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2016 r. obejmowało przede wszystkim udzielanie nowych koncesji przedsiębiorcom, którzy złożyli wniosek o przedłużenie posiadanej koncesji po terminie wskazanym w art. 39 ustawy – Prawo energetyczne albo rozpoczęli wykonywanie działalności w powyższym zakresie. Większość postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi zakończyła się ich udzieleniem. Odmowa następowała najczęściej w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych prawem (w szczególności nie posiadał możliwości technicz-

nych oraz finansowych) lub został skazany za przestępstwo mające związek z działalnością koncesjonowaną. Umorzenie postępowania następowało, gdy przedsiębiorca w jego trakcie zrezygnował z zamiaru wykonywania działalności koncesjonowanej, natomiast wnioski przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpatrzenia, zgodnie z postanowieniami ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, gdy wnioskodawca nie uzupełnił brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania działalności koncesjonowanej.

Prezes URE w 2016 r. udzielił 542 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co oznacza spadek o połowę w stosunku do 2015 r. (udzielono wówczas 1 077 tego rodzaju koncesji). Nie oznacza to jednak, że na rynek paliw ciekłych weszła tak liczna grupa nowych podmiotów. Jak wspomniano, zdecydowana większość nowo udzielonych koncesji stanowi kontynuację koncesji, których przedłużenie nie było możliwe w trybie ich zmiany, lecz wymagało udzielenia nowej koncesji podmiotowi, który na rynku paliw ciekłych funkcjonował już w latach wcześniejszych. Równocześnie Prezes URE odmówił udzielenia koncesji w 73 przypadkach. Dokonano również 500 zmian obowiązujących koncesji. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2016 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 58.

Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą

Wprowadzenie w 2014 r. nowych regulacji dotyczących koncesjonowania obrotu paliwami ciekłymi

z zagranicą przełożyło się na konieczność kontynuacji obsługi przez Prezesa URE wniosków w sprawie udzielenia tego rodzaju koncesji także w 2016 r. Dotyczyły one zarówno obrotu z zagranicą gazem płynnym LPG, który do 1 września 2016 r. nie wymagał złożenia zabezpieczenia majątkowego, jak również innymi rodzajami paliw, objętymi obowiązkiem złożenia tego zabezpieczenia. W 2016 r. Prezes URE udzielił 19 koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą oraz dokonał 111 zmian decyzji. Ponadto w roku sprawozdawczym utraciło swoją ważność 71 koncesji tego rodzaju.

Tabela 58. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone w 2016 r.	Koncesje ważne na koniec 2016 r.
Wytwarzanie	6	24
Magazynowanie	5	52
Przesyłanie	0	2
Obrót	542	7 715
Obrót z zagranicą	19	54
Razem	572	7 847

Źródło: URE.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji, inne działania Prezesa URE w obszarze koncesjonowania

Koncesja udzielona przedsiębiorstwu energetycznemu, stosownie do zapisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 42), wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, m.in. z dniem wy-

¹²⁵ Poprzednio: Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych PRZYJAŻŃ S.A.

kreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji. O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiadyuje się, z reguły, wykorzystując dostęp do Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Krajowego Rejestru Sądowego oraz od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem organu koncesyjnego. Kierowana do nich w takich przypadkach korespondencja najczęściej pozostaje bez odpowiedzi. W przypadku stwierdzenia, że przedsiębiorca został wykreślony z właściwego rejestru lub ewidencji, wydawana jest decyzja deklaratoryjna o wygaśnięciu koncesji z dniem wykreślenia.

Jedną z przyczyn zmiany liczby ważnych koncesji jest również upływ terminu ich obowiązywania. Należy uwzględnić, że w części tego rodzaju przypadków koncesjonariusze nie występują już o ponowne udzielenie koncesji, jak również nastąpiło uchybienie terminom na złożenie kolejnych wniosków w sprawie posiadanych koncesji, wynikającym z ustawy z 7 i 22 lipca 2016 r.

W ten sposób, w 2016 r. utraciło moc obowiązującą 831 koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Należy przy tym podkreślić, że liczba ta obejmuje koncesje, których okres ważności zakończył się w 2016 r. Liczba ta uwzględnia zatem w szczególności przedsiębiorców, którym została udzielona nowa koncesja, gdyż nie został przez nich złożony wniosek o przedłużenie dotychczasowej koncesji w terminie wynikającym z art. 39 ustawy – Prawo energetyczne. Nie jest ona natomiast równoznaczna z liczbą koncesjonariuszy, którym z jakiegokolwiek

z opisanych przyczyn odebrane zostały uprawnienia do wykonywania działalności koncesjonowanej w zakresie paliw ciekłych.

W procesie koncesjonowania paliw ciekłych, jak również monitorowania tego sektora rynku, istotna była także współpraca z innymi organami administracji oraz służbami państwa. Przebiega to dwutorowo: z jednej strony od instytucji państwowych i służb wpływają do URE zarówno pytania dotyczące funkcjonowania rynku paliw ciekłych, jak i prośby o informacje o poszczególnych przedsiębiorcach posiadających koncesję; z drugiej natomiast strony, organy administracji i służby nadsyłają informacje o ujawnionych w trakcie wykonywania czynności nieprawidłowościach w działalności przedsiębiorców posiadających koncesje.

Po otrzymaniu takich informacji Prezes URE dysponuje trójakimi narzędziami oddziaływania na podmioty koncesjonowane. Może, stosownie do indywidualnie ocenionego przypadku, nałożyć karę pieniężną, cofnąć koncesję, jak również ograniczyć jej zakres. Na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może bowiem zmienić (ograniczyć) zakres udzielonej koncesji w przypadkach określonych w art. 58 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, tj. w przypadku, gdy przedsiębiorca rażąco narusza warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określone przepisami prawa oraz w wyznaczonym terminie nie usunął stanu faktycznego lub prawnego niezgodnego z warunkami określonymi w koncesji lub z przepisami regulującymi działalność gospodarczą ob-

jętą koncesją. Cofnięcie koncesji stanowi niewątpliwie najdotkliwszą sankcją, jaka może spotkać przedsiębiorcę. Kary pieniężne nakładane są zaś na przedsiębiorców, którzy naruszyli normy prawne określone w art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne odnoszące się do koncesjonowanej działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi, w tym w przeważającej liczbie dotyczą one naruszenia obowiązków wynikających z koncesji.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2016 r. organy państwowe ujawniały fakt prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji i przekazywały takie informacje do Prezesa URE. Działanie takie co do zasady podlega kognicji sądów powszechnych. Niezależnie od powyższego, na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 12a i ust. 2d pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzonego 22 lipca 2014 r. na mocy ustawy z 30 maja 2014 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw, obowiązujących do 1 września 2016 r., ten kto będąc osobą prawną albo jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, której ustawa przyznaje zdolność prawną, prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania paliw ciekłych lub obrotu paliwami ciekłymi, w tym obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, bez wymaganej koncesji, podlegał karze pieniężnej w wysokości od 200 tys. zł do 1 mln zł, wymierzonej przez Prezesa URE.

Jednocześnie istotną, z punktu widzenia Prezesa URE, informacją jest także wskazanie dostawcy paliwa ciekłego, który sprzedawał paliwa przedsiębiorcy nie posiadającemu wymaganej prawem koncesji. Zgodnie bowiem z warunkami koncesji na obrót paliwami ciekłymi koncesjonariusz nie może zawierać umów kupna – sprzedaży paliw ciekłych z przedsiębiorstwami energetycznymi, które nie posiadają koncesji w przypadkach, gdy koncesja taka jest wymagana przepisami Prawa energetycznego. Dodatkowo, zgodnie z art. 43a ustawy – Prawo energetyczne (obowiązującym od 22 lipca 2014 r.) działalność gospodarcza w zakresie obrotu paliwami ciekłymi może być prowadzona wyłącznie pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi posiadającymi wymagane koncesje, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1-4, w zakresie wytwarzania i obrotu paliwami ciekłymi, z wyłączeniem sprzedaży dla odbiorcy końcowego. Powzięcie zatem wyżej wymienionej informacji może stanowić podstawę do wszczęcia przez Prezesa URE wobec tego koncesjonariusza postępowania w sprawie wymierzenia mu kary pieniężnej.

W 2016 r. Prezes URE kontynuował również współpracę z instytucjami i organizacjami związanymi z rynkiem paliw, w tym w szczególności z Polską Organizacją Przemysłu i Handlu Naftowego oraz Polską Izbą Paliw Płynnych.

1.3. Rejestr podmiotów przywożących

Od 2 września 2016 r. podmioty (osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki organizacyjne nie-

posiadające osobowości prawnej), które samodzielnie lub za pośrednictwem innego podmiotu dokonują przywozu paliw ciekłych (sprowadzenia na terytorium RP paliw ciekłych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu), z wyłączeniem przywozu paliw ciekłych:

- w ramach wykonywania działalności polegającej na obrocie paliwami ciekłymi z zagranicą wymagającej uzyskania koncesji, lub
- przeznaczonych do użycia podczas transportu i przywożonych w standardowych zbiornikach, o których mowa w art. 33 ust. 1 ustawy z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym¹²⁶⁾,

mogą dokonywać przywozu paliw ciekłych po wpisaniu do rejestru podmiotów przywożących, prowadzonego przez Prezesa URE. Stanowi o tym art. 32a i następane ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzone ustawą z 22 lipca 2016 r.

Katalog paliw ciekłych kwalifikujących się do tego obowiązku określił Minister Energii w rozporządzeniu paliwowym, które weszło w życie 16 grudnia 2016 r. Od tego dnia możliwym stało się składanie wniosków o wpis do tego rejestru. Wzór samego wniosku został udostępniony przez Prezesa URE na stronie internetowej urzędu.



2. Monitorowanie rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych

Zagadnienia dotyczące monitorowania rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zostały uregulo-

wane w rozdziale 6 ustawy o biopaliwach. Przepisy te w 2016 r. zobowiązywały Prezesa URE do prowadzenia monitoringu rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych na podstawie:

- sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach) przekazywanych w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹²⁷⁾, zawierających informacje dotyczące ilości i rodzajów wytworzonych paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, oraz sposobu ich rozdysponowania a także kosztów związanych z wytworzeniem paliw ciekłych i biopaliw ciekłych,
- danych z systemów administracji celnej, przekazywanych przez Ministra Finansów w formie sprawozdań kwartalnych (art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach), które powinny zawierać informacje dotyczące ilości i rodzajów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego przez producentów paliw ciekłych i biopaliw ciekłych¹²⁸⁾.

¹²⁷⁾ Tj. przedsiębiorców w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie:

- wytwarzania, magazynowania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych i wprowadzania ich do obrotu lub
- importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego biokomponentów, a następnie ich wykorzystania do wytwarzania przez siebie paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych.

¹²⁸⁾ Minister właściwy do spraw finansów publicznych przekazuje, w terminie do 45 dni po zakończeniu kwartału, Prezesowi URE oraz Prezesowi ARR, sporządzone według kodów CN, na podstawie danych z systemów administracji celnej, sprawozdanie kwartalne zawierające informacje dotyczące ilości i rodzajów ▶

Niewykonywanie lub nierzetelne wykonywanie przez przedsiębiorców ww. obowiązków sprawozdawczych zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej.

Należy podkreślić, że również w 2016 r. informacje zawarte w sprawozdaniach otrzymywanych od Ministra Finansów były sporządzone wyłącznie według kodów CN i nie uwzględniały podziału na biokomponenty, paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe, zdefiniowane w art. 2 ust. 1 pkt 3-11 i pkt 23 oraz ust. 2 ustawy o biopaliwach. Powyższe powoduje, że przydatność sprawozdań Ministra Finansów dla celów realizacji przepisów ustawy o biopaliwach jest ograniczona. Doświadczenia Prezesa URE związane z regulowaniem działalności przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności w zakresie monitorowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) wskazują, że informacjom z systemów administracji celnej nie można nadać przymiotu danych kompleksowych, przez co istnieje ryzyko niezidentyfikowania podmiotu, na którym spoczywa obowiązek przewidziany w art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach. Katalog podmiotów przekazywany przez Ministra Finansów do dyspozycji Prezesa URE, w trybie określonym w art. 30 ust. 3 powołanej ustawy nie ma zatem charakteru zamkniętego, o czym wyraźnie świadczą przypadki, w których Prezes URE, na skutek informacji pozyskanych w toku odrębnych postępo-

biokomponentów, paliw ciekłych i biopaliw ciekłych importowanych oraz sprowadzonych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego przez producentów i podmioty sprowadzające (zgodnie z art. 30 ust. 3 ustawy o biopaliwach).

wań, dokonuje indywidualnej identyfikacji podmiotu niewskazanego w żadnym z raportów kwartalnych Ministra Finansów za dany rok rozliczeniowy, a obowiązane do wykonania NCW. Dodatkowo podkreślić należy, że ryzyko powstania luki w systemie monitorowania realizacji NCW wzrasta wraz ze zjawiskiem polegającym na podejmowaniu przez poszczególnych przedsiębiorców działalności gospodarczej w celu zrealizowania zaledwie kilku istotnych transakcji w zakresie wprowadzenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zaimportowanych, względnie nabytych wewnątrzwspólnotowo, paliw lub biopaliw ciekłych.

Rezultatem działań prowadzonych w zakresie monitoringu rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych były zbiorcze raporty kwartalne Prezesa URE, sporządzane na podstawie art. 30 ust. 4

ustawy o biopaliwach, przekazywane ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, gospodarki, rynków rolnych oraz środowiska, a także Prezesowi ARR. Część zebranych danych, dotyczących biopaliw ciekłych, było sukcesywnie publikowanych na stronie internetowej urzędu. Ich zestawienie zbiorcze dotyczące 2016 r. zawarte zostało w tab. 59.

Należy również przypomnieć, że z początkiem 2015 r., w związku z nowelizacją ustawy o biopaliwach, wprowadzoną ustawą z 21 marca 2014 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw, monitorowanie rynku biokomponentów, w tym obsługa sprawozdawczości kwartalnej uczestników tego rynku, zostało przypisane w całości Prezesowi ARR.

Tabela 59. Biopaliwa ciekłe – podstawowe informacje

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Na bazie benzyn silnikowych	Na bazie oleju napędowego	Ester (samoistne paliwo)
Biopaliwa ciekłe wytworzone przez ogół producentów	[tona]	375 050	0	0	375 050
Biopaliwa ciekłe sprzedane na terytorium kraju	[tona]	440 708	0	0	440 708
Biopaliwa ciekłe przeznaczone do zastosowania w wybranych flotach* oraz zużyte na potrzeby własne	[tona]	0	0	0	0

* Wybrane floty, o których mowa w art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy z 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw.

Źródło: URE na podstawie informacji uzyskanych w 2016 r. od producentów, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 2 ustawy o biopaliwach.

3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego

Istotną kompetencją Prezesa URE, która umożliwia realizację zobowiązań Polski wynikających z przepisów dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE¹²⁹⁾, jest monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), o którym mowa w art. 23 ustawy o biopaliwach, tj. zapewnienia co najmniej minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych we wszystkich rodzajach transportu w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych w ciągu roku kalendarzowego w transporcie drogowym i kolejowym, liczonego według wartości opałowej.

Przepisy ustawy o biopaliwach zakładają, że Rada Ministrów, co trzy lata, do 15 czerwca danego roku, określa, w drodze rozporządzenia, NCW na kolejne sześć lat, biorąc pod uwagę możliwości surowcowe i wytwórcze, możliwości branży paliwowej oraz przepisy UE w tym zakresie¹³⁰⁾. Rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2013 r.¹³¹⁾

stanowi, że wysokość NCW w 2016 r. powinna wynosić 7,10%.

Zobowiązanymi do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego są podmioty, w tym mające siedzibę lub miejsce zamieszkania poza terytorium RP, dokonujące, samodzielnie lub za pośrednictwem innego podmiotu, wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzspółnotowego paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych, które:

- rozporządzają nimi na terytorium RP poprzez dokonanie jakiegokolwiek czynności prawnej lub faktycznej lub
- zużywają je na potrzeby własne na tym terytorium, z wyłączeniem przywozu paliw ciekłych przeznaczonych do użycia podczas transportu i przywożonych w standardowych zbiornikach, o których mowa w art. 33 ust. 1 ustawy z 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym^{132), 133)}.

Obowiązek ten jest zabezpieczony możliwością stosowania przez Prezesa URE sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych.

W związku z wejściem w życie ustawy z 27 maja 2011 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw, od 2012 r. podmioty zobowiązane do realizacji Narodowych Celów Wskaźnikowych mogą zastosować współczynnik redukujący wysokość NCW w przypadku udokumentowania wykorzystania w danym roku nie mniej niż 70% biokomponentów wytworzonych przez wytwórców (w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 18 ustawy o bio-

paliwach), prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biokomponentów, z surowców rolniczych lub biomasy, których pochodzenie zostało określone przepisami art. 23 ust. 4 pkt 1-3 ustawy o biopaliwach. Wysokość ww. współczynnika redukcyjnego na lata 2016 i 2017 została przy tym ustalona na poziomie 0,85¹³⁴⁾, co oznacza możliwość skorzystania przez podmiot realizujący Narodowy Cel Wskaźnikowy z obniżki NCW w tych latach o 15%, po spełnieniu wymagań uprawniających do tej obniżki, określonych w art. 23 ustawy o biopaliwach.

Na podstawie sprawozdań rocznych zebranych w 2016 r. w trybie art. 30b ust. 1 ustawy o biopaliwach, od 19 podmiotów, zidentyfikowanych jako obowiązane do realizacji NCW w 2015 r., ustalono, że udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedawanych, zbywanych w innej formie lub zużywanych na potrzeby własne w 2015 r. wyniósł:

- 7,19% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 6,05% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ogólny poziom realizacji NCW w 2015 r., wliczając realizację zredukowanego NCW, wyniósł 6,15%. 18 spośród 19 podmiotów zobowiązanych do realizacji NCW, wykazało wykonanie tego obowiązku na wymaganym prawem poziomie.

¹²⁹⁾ Dz. U. UE L 2009.140.16.

¹³⁰⁾ Art. 24 ust. 1 ustawy o biopaliwach.

¹³¹⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2013 r. w sprawie Narodowych Celów Wskaźnikowych na lata 2013–2018 (Dz. U. z 2013 r. poz. 918).

¹³²⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 43 i 60.

¹³³⁾ Art. 2 ust. 1 pkt 25 ustawy o biopaliwach.

¹³⁴⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 20 kwietnia 2015 r. w sprawie wysokości współczynników redukcyjnych na lata 2016 i 2017 (Dz. U. z 2015 r. poz. 631).

Część VIII. Inne zadania Prezesa URE

1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

1.1. Kontrola stosowania taryf

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. Zgodnie z delegacją ustawową zawartą w art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy, do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrola stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła pod względem ich zgodności z zasadami określonymi w art. 44, 45 i 46 ustawy, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach.

Zmierzając więc do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii, Prezes URE dokonuje kontroli w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika m.in. poprzez:

- 1) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat (w tym prawidłowość kosztów przeniesionych i sposób podziału kosztów wspólnych),
- 2) sprawdzanie, czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat zapewnia

ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,

- 3) ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
- 4) sprawdzanie, czy przedsiębiorstwa różnicują ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych kosztów,
- 5) analizowanie prawidłowości planowanych przychodów za ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenia mocy i opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy itp., o które to przychody pomniejszany jest przychód pokrywający koszty uzasadnione przedsiębiorstwa, a stanowiący podstawę do kalkulacji stawek opłat, itd.

Ponadto, Prezes URE prowadzi stałą, bieżącą nadzór nad stosowaniem taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności w związku z wątpliwościami odbiorców, co do prawidłowości ich stosowania.

W 2016 r. urząd zwrócił się do pięciu OSD, którzy od 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności (ENERGA-OPERATOR S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., innogy Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A.), o przedstawienie szczegółowych danych dotyczących wykonanych i planowanych przyłączy odbiorców (w tym dotyczących nakładów, mocy przyłączeniowych oraz zwiększeń mocy istniejących przyłączy). Wyniki analizy przedstawionych danych wskazały, że stawki opłat przyłączeniowych powinny w 2017 r. pozostać na niezmiennym poziomie w stosunku do 2016 r., co zostało

Z kolei na podstawie sprawozdań rocznych przekazanych w 2017 r., wstępnie ustalono, że udział biokomponentów i innych paliw odnawialnych zużytych we wszystkich rodzajach transportu w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych zużytych w transporcie drogowym i kolejowym w 2016 r. wyniósł ogółem 6,19%, w tym:

- 7,21% wśród przedsiębiorców, którzy nie skorzystali z możliwości redukcji NCW,
- 6,06% wśród przedsiębiorców, którzy skorzystali z możliwości redukcji NCW.

Ponadto, w 2016 r. do przedsiębiorców podlegających dyspozycji art. 23 ust. 1 ustawy o biopaliwach kierowano wezwania do przedstawienia szczegółowych informacji i dokumentów w zakresie realizacji NCW w latach wcześniejszych. Na podstawie przekazanych od ww. przedsiębiorców informacji i dokumentów prowadzone były czynności rozliczeniowe w powyższym zakresie. W stosunku do podmiotów, które nie zrealizowały Narodowego Celu Wskaźnikowego na wymaganym prawem poziomie, bądź nie wykazały jego realizacji, prowadzono postępowania zmierzające do zastosowania sankcji przewidzianych w przepisach ustawy o biopaliwach.



uwzględnione w procesie zatwierdzania taryf OSD na rok następny.

1.2. Działania interwencyjne – przykłady

Prezes URE prowadzi bieżący nadzór nad przedsiębiorstwami energetycznymi wynikający z napływającej korespondencji od odbiorców paliw i energii, pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami.

W większości przypadków udzielano wyczerpujących odpowiedzi, gdyż zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z nieznamomości tematu przez piszącego, bez konieczności podejmowania interwencji.

Tylko w nielicznych przypadkach Prezes URE – w celu pomocy odbiorcy – podejmował interwencje w przedsiębiorstwach energetycznych, aby uzyskać informację na temat sprawy. Poniżej przedstawiono katalog typów interwencji najczęściej występujących w 2016 r.

W omawianym okresie wiele interwencji regulatora dotyczyło odbiorców prowadzących gospodarstwa rolne oraz małych przedsiębiorców w związku z działaniami jednego ze sprzedawców alternatywnych, dotyczącymi stosowania nieuczciwych praktyk rynkowych w zakresie:

- braku rzetelnej i często niepełnej informacji o warunkach oferty,
- cen energii elektrycznej obowiązujących u tego sprzedawcy,

- terminu trwania umowy (48 miesięcy zamiast deklarowanych przez sprzedawcę 24 miesięcy),
- podszywania się pod pracowników dotychczasowego sprzedawcy,
- braku rzetelnej informacji dotyczących konieczności dostosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego przy zmianie sprzedawcy,
- nakłaniania odbiorców do podpisania czystego niewypełnionego druku umowy (in blanco) oraz nadrukowywania istotnych informacji dotyczących warunków umowy bez wiedzy i zgody odbiorcy,
- fałszowania podpisów na umowie oraz licznych nieścisłości związanych z przedstawianymi warunkami umowy.

Urząd zwrócił uwagę na konieczność zachowania szczególnej ostrożności przy podpisywaniu umów przez odbiorców, którzy w ramach działalności rolniczej prowadzą gospodarstwa rolne oraz małych przedsiębiorców, których nie obejmują przepisy chroniące konsumentów (gospodarstwa domowe) zawarte w ustawie o ochronie praw konsumenta (np. prawo do odstąpienia od zawartej umowy poza lokalem przedsiębiorstwa w terminie 14 dni). Jednocześnie URE zwrócił szczególną uwagę na to, że każda umowa powinna być dokładnie przeczytana przed jej podpisaniem, a odbiorca powinien zwrócić szczególną uwagę na okres jej obowiązywania oraz sposób i warunki jej rozwiązywania, jak również wynikające z niej zobowiązania w szczególności opłaty z tytułu przedterminowego rozwiązania umowy (kary umowne). Ponadto odbiorca powinien ze szczególną uwagą zapoznać się z warunkami wypowiedzenia dotychczasowej umowy łączącej go z obecnym

sprzedawcą – czy nie wynikają z niej dodatkowe zobowiązania. Mając na względzie, że powyższe działania mogły stanowić zagrożenie dla szerokiego kręgu odbiorców prowadzących gospodarstwa rolne Prezes URE zamieścił na stronach internetowych urzędu stosowny komunikat. Dotyczył on informacji w sprawie niepokojących praktyk rynkowych stosowanych przez jednego ze sprzedawców alternatywnych dotyczących wprowadzania w błąd odbiorców, który w ramach prowadzonej działalności rolniczej prowadzi gospodarstwa rolne oraz małych przedsiębiorców przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej.

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Kontrole te mają na celu ochronę odbiorców, w szczególności konsumentów, przed obniżeniem standardów świadczonych usług, jak i ochronę przed skutkami stosowania praktyk mogących nosić znamiona nieuczciwych praktyk rynkowych.

Należy tutaj wskazać, że w 2016 r. nastąpił znaczny wzrost liczby skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych, zwłaszcza w zakresie zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i gazu, zgłaszanych zarówno pisemnie, jak i bezpośrednio podczas spotkań w urzędzie. Na konkurencyjnym rynku obrotu energią elektryczną coraz liczniejsi sprzedawcy nie zawsze uczciwie walczą o klienta, co przejawiało się nagannymi praktykami (sytuacjami) opisywanymi przez odbiorców w skargach na przedsiębiorstwa energetyczne, a ściślej w skargach na przedstawicieli tych przed-

siębiorstw. Adresatami przedstawianych praktyk były w szczególności osoby starsze. Skarżący najczęściej wskazywali, że przedstawiciele handlowi przedsiębiorstw energetycznych wywierali presję na zawarcie umowy, uniemożliwiając spokojne zapoznanie się z ofertą, czy przedkładanymi dokumentami, w tym projektami umów. Ponadto nie przedstawiali także odbiorcom pełnej i rzetelnej informacji o ofercie, zaś w kwestii praw i obowiązków przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej, wprowadzali w błąd zdezorientowanych seniorów.

Ponadto, w 2016 r. w dalszym ciągu występowało bardzo niepokojące zjawisko powoływania się przez przedstawicieli przedsiębiorstw energetycznych na lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego, jak też na autorytet Prezesa URE czy też podszywania się pod pracowników URE. Z relacji skarżących wynikało, że odwiedzające je osoby wskazywały, że są przedstawicielami URE lub lokalnego dystrybutora, co miało uwiarygodnić ich w oczach potencjalnych odbiorców. Przypadki te nacechowane były pośpiesznym działaniem konsultantów i „słabością” grupy docelowej adresatów (wiek, niepełnosprawność).

Powyższe problemy były więc szczególnie monitorowane. Kierowane były stosowne wyjaśnienia do skarżących, jak też niektóre ze spraw zostały przekazane do UOKiK w Warszawie do Departamentu Ochrony Interesów Konsumentów, zajmującego się m.in. praktykami naruszającymi zbiorowe interesy konsumentów. W celu ustalenia skali oraz obszarów występowania wyżej opisanych praktyk przedstawicieli handlowych, Prezes URE prowadził w 2016 r. monitoring działalności sprze-

dawców energii elektrycznej i paliw gazowych, w ramach którego udostępniono odbiorcom na stronie internetowej URE specjalny formularz zgłoszeniowy (akcja: „Odbiorco zgłoś złe praktyki”). Efektem prowadzonego monitoringu było przyjęcie przez niektóre przedsiębiorstwa energetyczne programów naprawczych (więcej w rozdziale *Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję oraz organizacjami konsumenckimi*) oraz znaczny spadek zgłoszeń odbiorców kierowanych w II półroczu 2016 r. do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych dotyczących wyżej opisanych praktyk (więcej w *Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych*).

Często też przedstawiciele przedsiębiorstw energetycznych nie udzielali odbiorcom pełnej i rzetelnej informacji na temat skutków finansowych odstąpienia od nowozawartej umowy sprzedaży energii elektrycznej po 14 dniach od daty jej zawarcia. W pismach kierowanych do przedsiębiorstw energetycznych zwracano uwagę na obowiązki ciążące na przedsiębiorstwie, a wynikające z koncesji, oraz na konieczność podjęcia działań naprawczych, które pozwolą na zminimalizowanie skarg zgłaszanych przez konsumentów, co przełoży się na podniesienie jakości ich obsługi.

Ponadto, w 2016 r. podejmowane były następujące interwencje w **oddziałach terenowych URE**:

1. Wpłynęła duża liczba pism/skarg odbiorców, związanych ze zmianą sprzedawcy, a w szczególności:

- z podwójnym fakturowaniem tj. wystawianiem faktur przez nowego i poprzedniego sprzedawcę energii elektrycznej,
- z odstąpieniem od zawartej umowy po upływie ustawowego terminu (obecnie 14 dni) z uwagi np. na wprowadzenie w błąd, podrobienie podpisu, podszywanie się pod przedstawicieli URE.

W każdym przypadku wszczęte było postępowanie wyjaśniające. Przedsiębiorstwa energetyczne udzieliły wyjaśnień i w sytuacji podwójnego fakturowania dokonywały prawidłowego rozliczenia odbiorcy. W przypadkach odstąpienia od umowy po terminie przedsiębiorstwa energetyczne uwzględniając szczególną sytuację odbiorcy w niektórych przypadkach decydowały się odstąpić od zawartej umowy bez naliczania kary umownej.

2. Na wniosek odbiorcy, wszczęte zostało postępowanie w sprawie wyjaśnienia przyczyn wstrzymania dostaw energii elektrycznej do lokalu mieszkalnego. Odbiorca sądził, że przyczyną jest brak spłaty zaległości z tytułu umowy kompleksowej zawartej ze sprzedawcą z urzędu. Ze względu na problemy zdrowotne i finansowe odbiorcy, sprawą zajął się również Rejonowy Ośrodek Pomocy Rodzinie, udzielając jednorazowej pomocy w celu zapłaty istniejących zaległości. W toku postępowania ustalono jednak, że wspomniana zaległość nie była powodem wstrzymania dostaw. Problemy odbiorcy wystąpiły po nieświadomym zawarciu umowy z nowym sprzedawcą energii. Przyzwyczajony do dotychczasowego sposobu rozliczenia odbior-

ca nie regulował należności z tytułu sprzedaży i dystrybucji na podstawie przesyłanych faktur, przyjmując je za błędnie wystawione. W toku postępowania udało się doprowadzić do rozwiązania umowy podpisanej przez odbiorcę na skutek błędu i podpisania nowej umowy kompleksowej w celu powrotu do rozliczeń przez sprzedawcę z urzędu na podstawie jednej faktury.

3. Prowadzono również sprawy dotyczące:

- stosowania w rozliczeniach przez przedsiębiorstwa energetyczne nieprawidłowych oznaczeń grup taryfowych – po postępowaniach wyjaśniających przedsiębiorstwa dokonały zmiany grup taryfowych z C na G i skorygowały rozliczenia faktur,
- nieterminowego rozpatrywania reklamacji dotyczących rozliczeń po dokonaniu wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego przez przedsiębiorstwo energetyczne – w związku z przekroczeniem 14 dni od złożenia reklamacji sprzedawca udzielił stosownej bonifikaty.

4. Wpływały także skargi odbiorców energii elektrycznej będących konsumentami (odbiorców w gospodarstwach domowych), którzy skarżyli się na nieuczciwe w ich ocenie praktyki jednego ze sprzedawców energii elektrycznej dotyczące kwestii wprowadzania do umów wysokich opłat handlowych, opłaty za wystosowanie dla odbiorcy wezwania do zapłaty, a także kary umownej za rozwiązanie umowy sprzedaży energii elektrycznej przed terminem, na który została zawarta. Podjęto intensywne działania w celu wyjaśnienia zagadnienia stosowanych praktyk na gruncie postępowań skargowych

(czynności wewnętrzne), a także we współpracy z organami właściwymi dla przeciwdziałania tym praktykom przedsiębiorstw energetycznych, które ograniczają konkurencję (czynności zewnętrzne). Nawiązano kontakt z powiatowymi rzecznikami praw konsumentów i Delegaturą UOKiK w Gdańsku, wysyłając informacje o działaniach sprzedawcy, a także wyjaśnienia o przepisach Prawa energetycznego. Uzupełniając w trakcie szkolenia przeprowadzonego w Szczecinie przez pracowników oddziału terenowego dla rzeczników praw konsumentów, przedstawiono informacje dotyczące uprawnień odbiorców, obowiązków koncesyjnych przedsiębiorstw energetycznych, a także stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf i cenników. Wymiernym efektem przeprowadzonego przez te organy badania, czy działania sprzedawcy miały postać praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, było zdecydowane przez sprzedawcę zmniejszenie wysokości wymierzanych odbiorcom opłat.

5. Rozpatrywano skargę na działalność OSD w sprawie obciążenia opłatą za przekroczenie mocy umownej. Rozbieżności w tym zakresie sprowadzały się do definicji stosowanego przez OSD pojęcia „miesiąc obrachunkowy”. OSD przyjmowało założenie, że określona wysokość mocy umownej obowiązuje w tzw. miesiącach obrachunkowych (nie pokrywających z się z miesiącami kalendarzowymi), przyjmując jednocześnie zamówienie tej mocy na poszczególne miesiące roku (miesiące kalendarzowe). Przekroczenie mocy umownej miało miejsce

z uwagi na przekonanie odbiorcy, że w danym miesiącu obowiązuje go inna moc zamówiona niż przyjęta do rozliczeń przez dostawcę energii. Przyjmowany przez OSD miesiąc obrachunkowy obejmował bowiem okres obejmujący określone części dwóch miesięcy kalendarzowych. Analiza sprawy doprowadziła do podjęcia konkluzji, że OSD nie powinien stosować w rozliczeniach prowadzonych na podstawie taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej terminów, które nie są zdefiniowane w taryfie, a tym samym podejmować działań, które wpływają na czytelność tych rozliczeń, także w zakresie sposobu zamawiania mocy na poszczególne miesiące roku. Zwieńczeniem rozpatrywania skargi była dokonana przez OSD korekta rozliczeń uwzględniająca stanowisko organu regulacyjnego.

W 2016 r. przeprowadzano także czynności wyjaśniające w odniesieniu do dwóch przedsiębiorców, w stosunku do których powzięto informację, że mogą wykonywać koncesjonowaną działalność gospodarczą bez stosownej koncesji. Analiza zebranych dokumentów i informacji dostarczyła podstaw do stwierdzenia, że w jednym z powyższych przypadków wystąpiło uzasadnione podejrzenie popełnienia przez przedsiębiorcę wykroczenia, określonego w art. 60¹ ustawy z 20 maja 1971 r. – Kodeks wykroczeń¹³⁵⁾, który stanowi, że prowadzenie działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji stanowi wykroczenie zagrożone

¹³⁵⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 1095 z późn. zm.

karą ograniczenia wolności albo grzywny. O powyższej sprawie Prezes URE zawiadomił odpowiednie organy.

Ponadto przeprowadzono czynności wyjaśniające w stosunku do działań przedsiębiorcy, wobec którego powzięto informację o możliwości naruszenia warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określonych przepisami prawa oraz w odniesieniu do przedsiębiorcy, wobec którego zachodziło podejrzenie, że zaprzestał spełniać jeden z warunków określonych w art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Przeprowadzone czynności wyjaśniające dały podstawy do podjęcia przez Prezesa URE dalszych działań w powyższych sprawach w 2017 r.

W przypadku jednego z przedsiębiorców, wobec którego powzięto informację o nieprzedkładaniu do KRS rocznych sprawozdań finansowych, powiadomiono o tym fakcie właściwy dla siedziby przedsiębiorcy sąd rejestrowy.

1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych

Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej (art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne)

Analogicznie jak w poprzednich latach, Prezes URE przygotował i opublikował w marcu 2016 r. wycieczne w zakresie przygotowania przez przed-

siębiorstwa energetyczne sprawozdania z realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2015 r. – *Informację dotyczącą zakresu Sprawozdań przedsiębiorstw energetycznych z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz sposobu obliczania tego obowiązku.*

Pod koniec 2016 r. Prezes URE rozpoczął kontrolę wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej za 2015 r. Kontrola jest realizowana na podstawie złożonych przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdań, stosownie do art. 49a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2016 r. Prezes URE zakończył kontrolę wykonania obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne (tzw. obligo giełdowe), za dwa okresy rozliczeniowe tj. od 1 stycznia 2013 r. do 31 grudnia 2013 r. oraz od 1 stycznia 2014 r. do 31 grudnia 2014 r.

Sprawozdania z realizacji obligo giełdowego za dwa okresy rozliczeniowe zostały złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne w ustawowym terminie tj. do 31 marca kolejnego roku. Programem pomocy publicznej określonym ustawą o rozwiązaniu KDT objętych było w latach 2013–2014 sześciu wytwórców.

Łączna produkcja energii elektrycznej przez podmioty objęte obowiązkiem obligo giełdowego wyniosła odpowiednio 129,6 TWh w 2013 r. oraz 125,7 TWh w 2014 r., z czego obowiązkiem sprzedaży w ramach tego obligo było objęte odpowiednio: 66,0 TWh w 2013 r. i 64,1 TWh w 2014 r.

W obu okresach rozliczeniowych stanowiło to ok. 51% energii elektrycznej brutto wyprodukowanej przez te przedsiębiorstwa¹³⁶.

Rzeczywista sprzedaż energii elektrycznej przez podmioty objęte obowiązkiem obligo giełdowego w trybie przewidzianym przez to obligo wyniosła odpowiednio 70,7 TWh w 2013 r. oraz 69,1 TWh w 2014 r., co stanowiło odpowiednio ok. 107% i ok. 108% wykonania tego obowiązku. Sprzedaż energii elektrycznej realizowana była poprzez TGE S.A. i Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A., żaden wolumen energii elektrycznej nie został sprzedany w drodze otwartego przetargu, o którym mowa w art. 49a ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne.

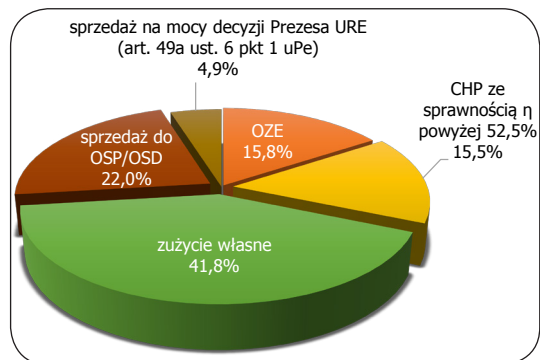
Suma wyłączeń i zwolnień z obowiązku publicznej sprzedaży, o których mowa w art. 49a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, wyniosła odpowiednio ok. 23,4% produkcji energii elektrycznej brutto w 2013 r. oraz ok. 28% tej produkcji w 2014 r.

Na rys. 49 i 50 (str. 196) została przedstawiona struktura ww. wyłączeń odpowiednio w latach 2013 i 2014.

W obu okresach rozliczeniowych zwolnienia dotyczyły energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE i w kogeneracji ze sprawnością wyższą niż 52,5%, zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne, energii elektrycznej sprzedanej na rzecz OSP lub OSD oraz energii elektrycznej zwolnionej na mocy art. 49a ust. 6 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

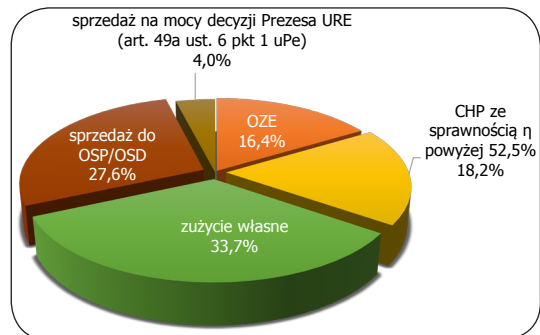
¹³⁶ Wielkość ta nie uwzględnia produkcji energii elektrycznej przez badane przedsiębiorstwa energetyczne w jednostkach o łącznej mocy zainstalowanej niższej i równej 50 MW.

Rysunek 49. Struktura przedmiotowa wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2013 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

Rysunek 50. Struktura przedmiotowa wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2014 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

Żaden wolumen energii elektrycznej nie został zakwalifikowany jako energia elektryczna dostarczana za pomocą linii bezpośredniej.

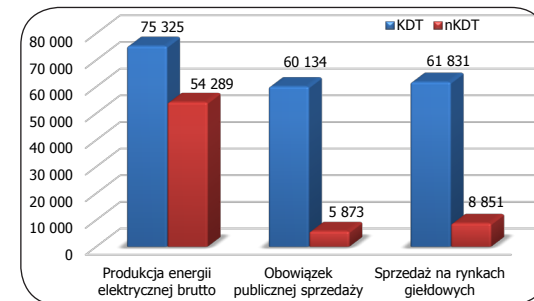
Przeprowadzona kontrola wykazała, że w 2013 r. wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne wykonały obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej, natomiast w 2014 r. jedno przedsiębiorstwo energetyczne, objęte 15% obowiązkiem publicznej sprzedaży energii elektrycznej, nie zrealizowało tego obowiązku.

Rys. 51 i 52 przedstawiają zakres i stopień wykonania obliża giełdowego przez przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane sprzedawać odpowiednio 100% wytworzonej energii elektrycznej (KDT) oraz 15% wytworzonej energii elektrycznej (nKDT), w latach 2013 i 2014.

Obowiązek publicznej sprzedaży gazu ziemnego (art. 49b ustawy – Prawo energetyczne)

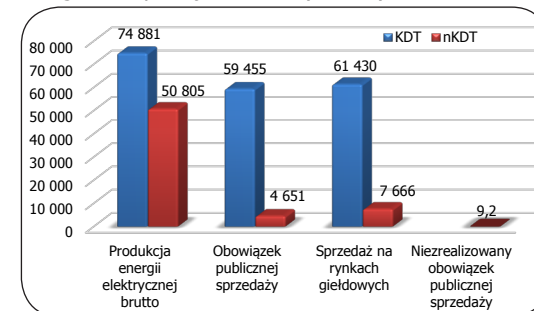
11 września 2013 r. weszły w życie przepisy art. 49b ustawy – Prawo energetyczne przewidujące obowiązek sprzedaży wysokometanowego gazu ziemnego na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany. Obowiązku temu podlegają przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, które zarezerwowały więcej niż 10% zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Od 2016 r. obowiązek sprzedaży wynosił 55% wolumenu gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej przez zobowiązane przedsiębiorstwo. W latach 2013–2016 jedynym przedsiębiorstwem energetycznym, które

Rysunek 51. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2013 r. (w GWh)



Źródło: Opracowanie własne URE.

Rysunek 52. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2014 r. (w GWh)



Źródło: Opracowanie własne URE.

podlegało obowiązkowi publicznej sprzedaży gazu ziemnego było PGNiG S.A.

W wyniku przeprowadzonej w 2015 r. kontroli Prezes URE ustalił, że spółka w 2013 r. i 2014 r. nie w pełni wykonała przedmiotowy obowiązek. Biorąc powyższe pod uwagę, Prezes URE stosownie do art. 56 ust. 1 pkt 32 ustawy – Prawo energetyczne,

wszczął postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej temu przedsiębiorcy. Postępowanie w sprawie niewykonania obowiązku publicznej sprzedaży w 2014 r. zostało zakończone w 2016 r. decyzją o wymierzeniu PGNiG S.A. kary pieniężnej. Decyzja ta nie jest prawomocna. Natomiast postępowanie w sprawie niewykonania obowiązku w 2013 r. nie zostało zakończone do końca 2016 r.

Natomiast jak wykazała kontrola przeprowadzona w 2016 r., spółka w 2015 r. wykonała w pełni obowiązek publicznej sprzedaży.



2. Kontrolowanie zapewnienia równego i otwartego dostępu do sieci transportowej dwutlenku węgla i podziemnych składowisk dwutlenku węgla

Ustawą z 27 września 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz innych ustaw¹³⁷⁾ zmieniającą m.in. ustawę o swobodzie działalności gospodarczej wprowadzono koncesję na przesyłanie dwutlenku węgla. Jednocześnie ww. ustawa wprowadziła zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, wskazując, że organem właściwym w sprawach koncesjonowania ww. działalności gospodarczej jest Prezes URE. W art. 1 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne stanowi się, że ustawa określa także warunki wykonywania

i kontrolowania działalności polegającej na przesyłaniu dwutlenku węgla w celu jego podziemnego składowania w celu przeprowadzenia projektu demonstracyjnego wychwytu i składowania dwutlenku węgla w rozumieniu art. 1 ust. 3 ustawy z 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze¹³⁸⁾. Zgodnie zaś z art. 32 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania dwutlenku węgla. Jednocześnie wprowadzono obowiązek wyznaczenia operatora sieci transportowej dwutlenku węgla, którym może zostać wyłącznie podmiot posiadający koncesję na przesyłanie dwutlenku węgla.

Przedmiotowe zmiany weszły w życie 25 listopada 2013 r. Do 31 grudnia 2016 r. Prezes URE nie odnotował przypadku wystąpienia z wnioskiem w sprawie udzielenia koncesji na przesyłanie dwutlenku węgla ani zapytań podmiotów zainteresowanych wykonywaniem takiej działalności gospodarczej.



3. Nakładanie kar pieniężnych

Działania podejmowane przez Prezesa URE zmierzają do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju konkurencji, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. W celu efektyw-

nego wypełniania tych zadań, organ regulacyjny wyposażony został w kompetencje o charakterze karnym wynikające m.in. z art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, art. 33 ustawy o biopaliwach, art. 35 ustawy o efektywności energetycznej, czy art. 168 ustawy OZE, określające konstrukcję, kategorie, wysokość i reguły stosowania kar. Wymierzając karę Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie ukaranego podmiotu i jego możliwości finansowe.

W 2016 r. Prezes URE, na mocy przysługujących regulatorowi uprawnień, wymierzył podmiotom regulowanym kary za nieprzestrzeganie przepisów Prawa energetycznego oraz innych ustaw związanych z zadaniami Prezesa URE w zakresie regulacji rynku paliw i energii, których łączna wartość wyniosła 34 319 523,93 zł. To efekt 2 201 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE, z których 545 zakończyły się wymierzeniem określonej kary.

W szczególności, w roku sprawozdawczym prowadzone były postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie:

- 1) nieprzedstawiania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne (pkt 1c) – w 2 przypadkach umorzono postępowanie, w 18 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 2) nieprzestrzegania obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2) – w 3 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,

¹³⁷⁾ Dz. U. z 2013 r. poz. 984.

¹³⁸⁾ Dz. U. Nr 163, poz. 981 z późn. zm.

- 3) niestosowania się odbiorców do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzanych na podstawie art. 11, art. 11c ust. 3 lub art. 11d ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 3a) – 242 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 1 710 992 zł, w 7 przypadkach umorzono postępowanie, w 4 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 4) stosowania cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5) – 7 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 92 456,01 zł (1 decyzja jest nieprawomocna), w 4 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 5) nieprzedkładania do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1 (pkt 5a) – w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 6) stosowania cen lub stawek opłat wyższych od zatwierdzonych lub stosowania taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (pkt 6) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 56 054,68 zł, w 1 przypadku umorzono postępowanie,
- 7) stosowania taryfy niezgodnie z warunkami w niej określonymi, tj. stosowania w zakresie świadczonej usługi kompleksowej w 2015 r. dla odbiorców, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy, opłaty abonamentowej wyższej niż wynikającej ze stawek opłaty abonamentowej oraz warunków ich stosowania określonych w zatwierdzonej taryfie przedsiębiorstwa energetycznego (pkt 6) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 100 000 zł,
- 8) odmowy udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7) – 17 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 68 500 zł, w 10 przypadkach umorzono postępowanie, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 9) świadomego lub wynikającego z niedbalstwa wprowadzania w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7a) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 11 000 000 zł, w 3 przypadkach umorzono postępowanie, w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 10) prowadzenia ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 8) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 2 000 zł,
- 11) nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12) – 175 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 4 166 146,50 zł, w 15 przypadkach umorzono postępowanie, w 2 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 12) prowadzenia działalności gospodarczej bez wymaganej koncesji (pkt 12a) – 9 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 634 270,73 zł, w 2 przypadkach umorzono postępowanie, w 2 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 13) wstrzymywania lub ograniczenia z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (pkt 14) – 4 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 24 587,81 zł,
- 14) zwlekania z nieuzasadnionych powodów z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów (pkt 15) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 1 000 zł,
- 15) braku realizacji obowiązków operatora, tj. nie złożenia przez OSD informacji, o których mowa w art. 9c ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 24) – w 3 przypadkach umorzono postępowanie,
- 16) świadczenia usługi dystrybucji paliw gazowych nie będąc operatorem systemu dystrybucyjnego wyznaczonym na podstawie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne (pkt 24a) – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 10 000 zł,
- 17) nieprzedstawienia sprawozdania z realizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – w 4 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 18) nieprzedstawienia, do uzgodnienia z Prezesem URE, projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – 2 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 3 000 zł, w 1 przypadku umorzono postępowanie, w 3 przypadkach odstąpiono od nałożenia kary pieniężnej,

- 19) nieprzedstawienia, do uzgodnienia z Prezesem URE, projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe (pkt 31) – 1 postępowanie zakończyło się nałożeniem kary w wysokości 10 000 zł,
- 20) nieprzedstawienia, do uzgodnienia z Prezesem URE, projektu aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (pkt 31) – w 1 przypadku odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 21) nieprzestrzegania obowiązku przekazania informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy (pkt 32) – 7 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 5 000 zł (decyzja na kwotę 500 zł jest nieprawomocna), 1 postępowanie zostało umorzone,
- 22) niewypełnienia w 2014 r. obowiązku, o którym mowa w art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 32), tj. obowiązku publicznej sprzedaży gazu ziemnego – 1 postępowanie zakończyło się wymierzeniem kary w wysokości 15 000 000 zł,
- 23) dokonywania sprzedaży produktów energetycznych na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do rejestru uczestników rynku, o którym mowa w art. 23a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz w art. 9 ust. 2 rozporządzenia REMIT (pkt 42) – prowadzono 11 postępowań, które nie zostały zakończone w 2016 r. Warto także wskazać, że w 2016 r. po wyczerpaniu drogi odwoławczej zakończone zostały dwa

postępowania o wymierzenie kary pieniężnej z lat ubiegłych, tj. z 2010 r. i 2013 r., w zakresie:

- 1) prowadzenia ewidencji księgowej niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 8) – postępowanie zakończyło się nałożeniem w 2013 r. kary w wysokości 300 000 zł, po wyczerpaniu drogi odwoławczej i uprawomocnieniu się wyroku SOKiK w 2016 r. kara została zapłacona,
- 2) nieprzestrzegania obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12) – umorzono postępowanie. Ponadto, w 2016 r. prowadzone były postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych na podstawie:
 - 1) art. 33 ust. 1 pkt 5 ustawy o biopaliwach – niezapewnienie minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych sprzedanych lub zbytych w innej formie lub zużytych przez niego na potrzeby własne – 8 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 2 541 874 zł,
 - 2) art. 33 ust. 1 pkt 7a ustawy o biopaliwach (wcześniej art. 33 ust. 1 pkt 8) – niezłożenie w terminie Prezesowi URE sprawozdania kwartalnego – 10 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 50 000 zł,
 - 3) art. 63 ust. 1 pkt 6 ustawy o zapasach – nieprzedstawienie w wyznaczonym terminie informacji, o których mowa w art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach – 3 postępowania zakończyły się nałożeniem kary w łącznej wysokości 23 642,20 zł (z tego 2 decyzje na łączną kwotę 15 153,04 zł są nieprawomocne), w 1 przypadku umorzono postępowanie,

- 4) art. 168 pkt 11 ustawy OZE – 51 postępowań zakończyło się nałożeniem kary w łącznej wysokości 520 000 zł, w 19 przypadkach umorzono postępowanie, w 65 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej,
- 5) art. 168 pkt 12 ustawy OZE – wszczęto 196 postępowań w sprawie nałożenia kar pieniężnych, a następnie umorzono je na podstawie art. 13 ust. 1 ustawy z 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, która uchyliła kary za naruszenie z art. 168 pkt 12 ustawy o OZE.

Na przełomie lat 2015–2016 ujawniły się istotne problemy jednego z największych OSD, wynikające z wadliwego wdrożenia nowego systemu informatycznego. Z docierających do Prezesa URE informacji wynika, że powyższe problemy miały i mają ujemny wpływ na funkcjonowanie rynku energii elektrycznej. Prezes URE wszczął 2 nowe postępowania administracyjne, zmierzające do dogłębnego wyjaśnienia okoliczności, na które wskazywały przedsiębiorstwa obrotu w skargach.

Biorąc pod uwagę liczbę postępowań w sprawie nałożenia kary pieniężnej wszczętych w 2016 r., na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 31 ustawy – Prawo energetyczne, należy wskazać, że w porównaniu do 2015 r. liczba ta nieznacznie wzrosła. Wynika to m.in. z faktu błędnej interpretacji przez przedsiębiorstwa energetyczne zapisów art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, braku informacji od przedsiębiorstwa o spełnianiu kryteriów zwalniających przedsiębiorstwo z obowiązków objętych art. 16 ustawy – Prawo energetyczne oraz sposobu nada-

nia korespondencji. Firma kurierska, przez którą przedsiębiorstwa nadały przesyłkę, nie wywiązała się ze swoich obowiązków i nie dostarczyła nadanej przesyłki w wymaganym terminie.

Analizując prowadzone w oddziałach terenowych URE postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, należy stwierdzić, że w 2016 r. wydano prawie trzykrotnie więcej decyzji nakładających kary pieniężne niż w 2015 r., a ich wartość była wyższa o 43% w stosunku do roku poprzedniego.

Większość nałożonych w oddziałach terenowych kar pieniężnych (w liczbie 228 decyzji) dotyczyła niestosowania się odbiorców energii elektrycznej do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (art. 3a ustawy – Prawo energetyczne), które zostały wprowadzone w sierpniu 2015 r. na terenie kraju. Kary te stanowiły blisko 50% wszystkich nałożonych kar.

Drugą kategorią nałożonych kar pieniężnych, które zostały wydane w 2016 r. przez oddziały terenowe, były kary za naruszenie warunków koncesji (blisko 37% wszystkich wymierzonych kar, 175 decyzji), zwłaszcza w zakresie obrotu paliwami ciekłymi (art. 56 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne).

.....

4. Rozstrzyganie sporów i skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych

W 2016 r. do Prezesa URE wpłynęło kilkadziesiąt pism (skarg) z prośbą o interwencję w spra-

wach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień objętych wystąpieniami skarg, które dotyczyły m.in. przypadków utrudnienia zmiany sprzedawcy energii elektrycznej.

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

- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- nieprawidłowo funkcjonujące platformy wymiany informacji w systemach informatycznych,
- proceder podwójnego fakturowania,
- niezasadne zobowiązania odbiorców do dostosowywania układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia,
- bezpodstawne odrzucanie zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych,
- brak rzetelnej i często niepełnej informacji o warunkach oferty tj. cen energii elektrycznej obowiązującej u tego sprzedawcy, czy terminie trwania umowy (48 miesięcy zamiast deklarowanych przed sprzedawcą 24 miesięcy).

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

Poniżej opisano kilka najważniejszych skarg/problemów, podejmowanych w 2016 r. przez Prezesa URE.

Do Prezesa URE wpłynęła skarga odbiorcy (Zakład Komunalny), który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej z jednym ze sprzedawców alternatywnych. Ze skargi odbiorcy wynikało, że warunki zawartej umowy nie zostały mu należycie i czytelnie przedstawione, wobec czego wniósł do spółki wniosek o jej anulowanie. Natomiast z wyjaśnień sprzedawcy wynikało, że brak świadomości odbiorcy mógł być wynikiem nie zapoznania się z treścią umowy, ponadto spółka uznała, że w tym przypadku nie można mówić o złożeniu oświadczenia pod wpływem błędu. Sprzedawca nie wyraził zgody na anulowanie umowy, o co wnioskował odbiorca, a rozwiązanie umowy przez odbiorcę wiązało się z koniecznością uiszczenia kary umownej w wysokości kilkuset tysięcy złotych. Sprzedawca odpierał zarzuty odbiorcy oraz nie poczuwał się do winy, w związku z czym nie zamierzał również przychylić się do wniosku strony o anulowanie kary umownej. W ocenie Prezesa URE wysokość naliczonej kary umownej może mieć cechy nieproporcjonalności w stosunku do wolumenu energii zużywanej przez odbiorcę. Pomimo, że spółka początkowo deklarowała chęć zmiany zapisów zawartej umowy, warunki przedstawione przez spółkę okazały się być dla odbiorcy niezadowolające, co spowodowało konieczność wystąpienia przez odbiorcę z roszczeniem z tytułu zawartej umowy do sądu powszechnego.

Kolejnym przykładem może być skarga dotycząca problemów przy zmianie sprzedawcy przez odbiorców, w tym kwestii dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych do wymagań określonych w obowiązujących przepisach rozporządzenia

Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹³⁹⁾ oraz IRiESD obowiązującej na terenie danego operatora systemu dystrybucyjnego. Skarga dotyczy odbiorcy przyłączonego do sieci jednego z operatorów systemów dystrybucyjnych, których sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (OSDn). Odbiorca zawarł umowę sprzedaży z wybranym sprzedawcą oraz udzielił pełnomocnictwa do reprezentowania u OSDn oraz rozwiązania dotychczasowej umowy kompleksowej. Upoważniony sprzedawca dokonał zgłoszenia nowej umowy do OSDn. Natomiast operator odmówił realizacji zmiany sprzedawcy dla tego odbiorcy ze względu na niedostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych – zaliczonych do kategorii C2 i będących własnością tego odbiorcy – do wymagań określonych w obowiązujących przepisach prawa. Odbiorca zwrócił się do Prezesa URE o pomoc w wyjaśnieniu tej kwestii spornej. Po interwencji regulatora, OSDn podtrzymał swoje stanowisko i wyjaśnił, że zgodnie z regulacjami zawartymi w obowiązującej umowie o dostarczanie energii elektrycznej, granicą własności są zabezpieczenia przedlicznikowe. Zatem układ pomiarowo-rozliczeniowy jest własnością odbiorcy. W konsekwencji to odbiorca jest odpowiedzialny za dostosowanie swojego układu pomiarowo-rozliczeniowego do wymagań określonych w obowiązujących przepisach prawa. Jednocześnie OSDn poinformował, że jest w stanie przeprowadzić takie prace, ale na

koszt odbiorcy po uprzednim zawarciu stosownej umowy. W tym miejscu warto zaznaczyć, że kwestia odpowiedzialności za dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego do aktualnych przepisów została uregulowana w IRiESD poszczególnych OSD i OSDn. Zgodnie z zapisami większości IRiESD, układy pomiarowo-rozliczeniowe odbiorców chcących skorzystać z prawa do zmiany sprzedawcy muszą spełniać postanowienia IRiESD na dzień zgłoszenia powiadomienia do OSD o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej z nowym sprzedawcą. Obowiązek dostosowania układów pomiarowo-rozliczeniowych w przypadku zmiany sprzedawcy dotyczy wszystkich odbiorców wchodzących na rynek – niezależnie od grupy taryfowej i podyktowany jest koniecznością odrębnego bilansowania tych odbiorców.

Następnym przykładem może być skarga jednego ze sprzedawców alternatywnych o dokonaniu przez jednego z OSD naruszeń IRiESD, w tym nie udostępnianie sprzedawcom energii elektrycznej danych pomiarowych w terminie do 5 dnia roboczego po zakończeniu okresu rozliczeniowego usług dystrybucji, nieterminowe rozpatrywanie reklamacji oraz nieterminowe dokonywanie weryfikacji powiadomienia o zawarciu umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Jak wskazano w piśmie sprzedawcy, w przypadku części odbiorców, których umowy sprzedaży energii elektrycznej przestały obowiązywać 31 grudnia 2015 r., operator nadal udostępniał ww. przedsiębiorstwu dane pomiarowe. Do Prezesa URE, jako załącznik do pisma trafiło zestawienie PPE, dla których dane pomiarowe były udostępniane

po zakończeniu umowy, obejmujący 201 pozycji. Przytoczone okoliczności wskazują na możliwość naruszenia przepisu z pkt 6.2.1 i 6.2.2 Programu Zgodności i konieczności przeprowadzenia postępowania wyjaśniającego w sprawie.

Wpływały również skargi dotyczące niepokojących praktyk rynkowych stosowanych przez jednego ze sprzedawców alternatywnych polegające na wprowadzaniu w błąd odbiorców, którzy w ramach działalności rolniczej prowadzą gospodarstwa rolne oraz małych przedsiębiorców w związku ze zmianą sprzedawcy. Przykładem może być skarga odbiorcy (Gospodarstwo Rolne), który został wprowadzony w błąd przez przedstawiciela handlowego jednego ze sprzedawców alternatywnych, co do zawartej umowy. Przedstawiciel handlowy zapewnił odbiorcę, że zawarta przez niego umowa będzie na korzystniejszych warunkach cenowych. Zaproponowana zmiana miała dotyczyć wydłużenie okresu tańszej taryfy nocnej przy pozostawieniu dotychczasowej stawki za energię elektryczną. Dopiero po otrzymaniu powyższej umowy odbiorca zorientował się, że znajdują się na niej rozbieżności m.in. niezgodność daty wpisanej na umowie oraz stawki za energię elektryczną. Odbiorca skarżył się, że został oszukany i wprowadzony w błąd przez przedstawiciela handlowego jednego ze sprzedawców alternatywnych, który nakłonił go do podpisania umowy sprzedaży energii elektrycznej na znacznie gorszych warunkach niż te, które miał do tej pory. Ponadto odbiorca informował, że miał utrudniony kontakt z nowym sprzedawcą, jednocześnie wskazując, iż na zgłoszoną w powyższej sprawie reklamację, odpowiedź otrzymał po ponad

¹³⁹⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623.

2,5-miesięcznym oczekiwaniu. Poinformowano odbiorcę, że w odniesieniu do zawartych umów, kwestii dotyczących sporów wynikających z zawartych umów, rozliczeń i zasadności podjętych działań windykacyjnych – właściwym do rozstrzygnięcia jest sąd powszechny, nie zaś Prezes URE. Mając na względzie kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie konkurencji i konsumentów oraz fakt, że do zadań Prezesa URE należy współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw ograniczających konkurencję, sprawa odbiorcy została przekazana do UOKiK.

W zakresie rozstrzygania sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne największy ciężar gatunkowy mają sprawy związane z odmowami przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii. Kwestie związane z wydawaniem rozstrzygnięć w tym zakresie zostały omówione w części VI pkt 10 niniejszego Sprawozdania.

Na liberalizowanych rynkach paliw i energii na szczególną uwagę Prezesa URE zasługuje doskonalenie istniejących, jak też wypracowywanie nowych mechanizmów i standardów gwarantujących ochronę interesów odbiorców, w szczególności tych słabych ekonomicznie, przed nieuczciwymi praktykami przedsiębiorstw energetycznych. Do najistotniejszych aspektów tej ochrony należy zapewnienie uczestnikom rynków paliw i energii możliwości szybkiego, obiektywnego oraz fachowego rozwiązywania sporów. Dlatego też, jedna ze szczególnych sfer aktywności urzędu koncentruje się na maksymalnym wykorzystywaniu, pod-

czas rozpatrywania sporów, nowoczesnych metod rozwiązywania konfliktów. W obszarze spraw spornych w 2016 r. były kontynuowane działania o charakterze mediacyjnym, podejmowane głównie przez oddziały terenowe URE w całej Polsce. Miały one na celu przekonanie uczestników postępowań, że załatwienie sprawy w drodze porozumienia to najlepszy sposób rozwiązania sporu. Nie zawsze jednak można było doprowadzić do porozumienia, m.in. z uwagi na charakter sprawy. Wydawane były wówczas przez Prezesa URE merytoryczne decyzje administracyjne rozstrzygające spór.

Na uwagę i podkreślenie zasługuje coraz większa świadomość odbiorców odnośnie przysługujących im praw. W okresie sprawozdawczym składane wnioski o rozstrzygnięcie sporów dotyczyły spraw związanych z działalnością przedsiębiorstw energetycznych, w szczególności w zakresie spraw, gdzie występowało zagrożenie wstrzymania dostaw paliw lub energii. Liczba tych wniosków wyniosła łącznie we wszystkich oddziałach terenowych 273 i była nieznacznie niższa niż w 2015 r.¹⁴⁰⁾

Największy ciężar gatunkowy prowadzonych sporów w oddziałach terenowych mają obecnie sprawy związane z nieuzasadnionym wstrzymaniem dostaw paliw i energii oraz odmową zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii lub umowy kompleksowej.

¹⁴⁰⁾ Dane obrazujące strukturę tematyczną oraz ilościową spraw spornych rozpatrywanych w oddziałach terenowych URE zamieszczono w części X Sprawozdania.

W kilku oddziałach terenowych prowadzone były w 2016 r. spory dotyczące odmowy zawarcia przez przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną (będące sprzedawcą zobowiązanym) umowy sprzedaży/zakupu energii elektrycznej pochodzącej z instalacji odnawialnych źródeł energii (elektrociepłowni na biogaz oraz elektrownie wiatrowe). Osią sporów pomiędzy wytwórcami a sprzedawcą zobowiązanym był kształt umowy sprzedaży energii elektrycznej, m.in. w zakresie sposobu grafikowania (rozliczania) sprzedawanej w ramach zawieranego kontraktu energii elektrycznej (w dobie n-1, czy w oparciu o grafiki roczne) oraz uzależnianie przez sprzedawcę zobowiązanego zawarcia umowy od jednoczesnego zawarcia z nim umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego. Wydane w ramach wspomnianych postępowań decyzje administracyjne korespondowały w swym zasadniczym zakresie z treścią Informacji Prezesa URE z 1 kwietnia 2016 r. nr 21/2016 w sprawie zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 42 ust. 2 ustawy OZE w kontekście regulacji dotyczących zasad bilansowania handlowego, gdzie organ regulacyjny wskazał, że wytwórcy energii w odnawialnym źródle powinno przysługiwać prawo do określania przez siebie i zgłaszania grafiku handlowego w każdej dobie, a także jego korekty najpóźniej na dwie godziny przed rzeczywistą produkcją energii elektrycznej. Prezes URE w wydanych rozstrzygnięciach nie podzielił również stanowiska sprzedawcy zobowiązanego w odniesieniu do uzależniania realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii w określonym kształ-

cie od jednoczesnego zawarcia z tym sprzedawcą umowy o świadczenie usług bilansowania handlowego. Część tych decyzji uprawomocniło się, a związane do nich umowy stanowią podstawę aktualnych relacji handlowych pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej a sprzedawcą zobowiązanym, a od części decyzji wywiedziono odwołania.

Warto także wskazać, że w 2016 r. otrzymano informację od jednego z przedsiębiorców sektora gazowego odnośnie dużej liczby skarg, jakie wpłynęły do niego w związku z działalnością innych przedsiębiorców. W związku z powyższym podjęto działania mające na celu pozyskanie dodatkowych informacji i dokumentów celem dokładnego zbadania sprawy.



5. Statystyka publiczna

W 2016 r. Prezes URE brał udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na rok 2015¹⁴¹⁾ oraz Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej na rok 2016¹⁴²⁾ jako współprowadzący dwa badania: 1.44.02 *Elektroenergetyka i ciepłownictwo* oraz 1.44.11 *Paliwa ciekłe i gazowe zamieszczone w PBSSP w części 1.44 – Rynek materiałowy i paliwowo-energetyczny*.

¹⁴¹⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 27 sierpnia 2014 r. (Dz. U. z 2014 r. poz. 1330 z późn. zm.).

¹⁴²⁾ Rozporządzenie Rady Ministrów z 21 lipca 2015 r. (Dz. U. z 2015 r. poz. 1304 z późn. zm.).

Ponadto regulator przekazywał dane ze swoich zasobów informacyjnych¹⁴³⁾ do badania o symbolu 1.26.06(77): *Infrastruktura techniczna sieci wodociągowych i kanalizacyjnych, ciepłowniczych, gazu z sieci oraz energii elektrycznej*.

W związku z tym, że do zakresu działania Prezesa URE, zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne, należy zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE zrealizował wszystkie obowiązki informacyjne wynikające z zapisów obydwu programów badań i przekazał dla statystyki publicznej dane ze swoich zasobów informacyjnych w zakresie: 1) paliw ciekłych i biopaliw ciekłych, 2) świadectw efektywności energetycznej, 3) świadectw pochodzenia wydanych na energię elektryczną wytworzoną w źródłach odnawialnych i w kogeneracji, 4) umorzeń korekcyjnych CHP, 5) wydanych oraz uznanych gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnym źródle energii, 6) produkcji, dystrybucji i obrotu ciepłem, 7) działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych oraz 8) dane z bazy koncesyjnej Prezesa URE dotyczące udzielonych koncesji w zakresie energii elektrycznej i ciepła oraz przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami

¹⁴³⁾ Są to systemy zbierania, gromadzenia i przetwarzania informacji przez organy administracji publicznej, Zakład Ubezpieczeń Społecznych, Narodowy Fundusz Zdrowia, Komisję Nadzoru Finansowego, organy rejestrowe, inne państwowe lub samorządowe osoby prawne oraz inne podmioty prowadzące rejestry urzędowe. Dane z tych systemów mogą być wykorzystane przez służby statystyki publicznej oraz innych użytkowników, m.in. resorty, organizacje międzynarodowe.

gazowymi oraz magazynowania paliw gazowych, skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego.

Zasoby informacyjne Prezesa URE, zgodnie z ustawą o statystyce, zaliczone są do systemów informacyjnych administracji publicznej.



6. Publikowanie wskaźników cenowych

6.1. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)

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

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2016 r. wyniosła 169,70 zł/MWh i była porównywalna do ceny w roku poprzednim. Jednocześnie cena ta jest o ok. 5% wyższa niż średnioważona cena kontraktu z dostawą pasmową energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w 2016 r. (161,74 zł/MWh) i o ok. 7% wyższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w roku 2017 (BASE_Y-17) na rynku terminowym (RTT), która w całym 2016 r. ukształtowała się na poziomie 159,26 zł/MWh.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym została wyznaczona na podstawie danych dotyczących sprzedaży

energii elektrycznej realizowanej przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu spoza grupy kapitałowej w ramach kontraktów dwustronnych¹⁴⁴⁾,
- na giełdę energii.

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

Algorytm wyznaczania średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym został przedstawiony poniżej:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^n P o_i + \sum_{j=1}^m P g_j}{\sum_{i=1}^n E o_i + \sum_{j=1}^m E g_j} \times 1000$$

gdzie:

- C – średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
 Po – roczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej: wytwórców¹⁴⁵⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw

¹⁴⁴⁾ W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych, o których mowa w art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2016 r. poz. 1047), nie została uwzględniona sprzedaż energii elektrycznej w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu w ramach tej samej grupy kapitałowej.

¹⁴⁵⁾ Zbadano elektrownie ciepłne i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni, zaklasyfikowane według PKD 2007 do grupy 35.1 oraz do grupy 35.3, składające sprawozdanie G-10.1 k *Sprawozdanie o działalności elektrowni ciepłnej zawodowej*.

obrotu¹⁴⁶⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [tys. zł],

Eo – roczny wolumen sprzedanej energii elektrycznej: wytwórców¹⁴⁵⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową oraz przedsiębiorstw obrotu¹⁴⁶⁾ do spółek obrotu poza grupę kapitałową w kontraktach bezpośrednich [MWh],

n – liczba spółek objętych badaniem, składających sprawozdanie G-10.1 k i G-10.4(Ob)k,

Pg – roczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (dostarczonej w 2016 r.) zrealizowane przez uczestników TGE S.A. [tys. zł],

Eg – roczny wolumen sprzedanej energii elektrycznej (dostarczonej w 2016 r.) zrealizowanej przez uczestników TGE S.A. [MWh],

m – liczba spółek dokonujących sprzedaży na TGE S.A.

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

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

¹⁴⁶⁾ Zbadano przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną i składające sprawozdanie G-10.4(Ob)k *Sprawozdanie przedsiębiorstwa energetycznego prowadzącego obrót energią elektryczną*.

Poniżej przedstawiono średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2016 r.

Tabela 60. Średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2016 r.

2016 r.	
Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]
I	167,45
II	171,14
III	171,52
IV	168,88

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

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

6.2. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji

Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu

i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

W marcu 2016 r. zostały opublikowane średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2015 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1-2 ustawy, tj. w jednostkach:

- 1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 173,83 zł/MWh,
- 2) opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy – 160,84 zł/MWh,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 170,46 zł/MWh.

Natomiast opublikowane w 2017 r. średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w 2016 r., w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1-2 ustawy, odpowiednio wynosiły w jednostkach:

- 1) opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW – 165,65 zł/MWh,
- 2) opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy – 165,04 zł/MWh,
- 3) innych niż wymienione w pkt 1 i 2 – 167,71 zł/MWh.

Ceny te obliczone zostały jako ilorz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w przedsiębiorstwach wytwórczych i wolumenu jej sprzedaży. Dane do obliczeń zostały pozyskane przez Prezesa URE bezpośrednio od przedsiębiorstw.

Informacje o cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

6.3. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji

Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji.

W marcu 2016 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2015 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- opalanych paliwami węglowymi – 41,52 zł/GJ,
- opalanych paliwami gazowymi – 75,24 zł/GJ,
- opalanych olejem opałowym – 109,60 zł/GJ,
- stanowiących odnawialne źródła energii – 46,44 zł/GJ.

W 2017 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2016 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

- opalanych paliwami węglowymi – 40,23 zł/GJ,
- opalanych paliwami gazowymi – 71,47 zł/GJ,
- opalanych olejem opałowym – 88,96 zł/GJ,
- stanowiących odnawialne źródła energii – 44,13 zł/GJ.

Ceny te obliczone zostały jako ilorz przychodów ze sprzedaży ciepła wytworzonego w tych jednostkach wytwórczych i wolumenu jego sprzedaży. Do wyliczenia średnich cen wykorzystane zostały dane zbierane w ramach corocznego badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych na formularzu URE-C1.

Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

6.4. Wskaźnik referencyjny ustalany dla potrzeb kalkulacji taryf

Prawo energetyczne nakłada na regulatora obowiązek polegający na ustalaniu wskaźnika referencyjnego zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło¹⁴⁷⁾. Przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła przedsiębiorstwa obliczają cenę referencyjną służącą do ustalenia planowanych przychodów ze sprzedaży ciepła przyjmo-

¹⁴⁷⁾ Dz. U. z 2010 r. Nr 194, poz. 1291.

wanych do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła, dla jednostek kogeneracji.

Działając na podstawie art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE ogłosił w marcu 2016 r. następujące wskaźniki referencyjne ustalone dla poszczególnych jednostek wytwórczych, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy:

- opalanych paliwami węglowymi – 1,0;
- opalanych paliwami gazowymi – 1,0;
- opalanych olejem opałowym – 1,0;
- stanowiących odnawialne źródła energii – 1,0.

Informacja o wskaźnikach została zamieszczona na stronie internetowej URE.

6.5. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych

Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i ogłaszania w terminie do 31 marca każdego roku średniej ceny energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, obliczonej na podstawie cen zawartych w umowach kompleksowych.

W marcu 2016 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2015 r., która wyniosła 0,5017 zł/kWh.

W marcu 2017 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie

domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za 2016 r., która wyniosła 0,4987 zł/kWh.

Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej obliczona została jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i wolumenu jej sprzedaży odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych posiadającym umowy kompleksowe. Do wyliczenia cen wykorzystane zostały dane ze sprawozdań Ministerstwa Gospodarki za 2015 r. i za 2016 r. sporządzanych przez przedsiębiorstwa prowadzące obrót energią elektryczną. Ceny te zostały opublikowane również w publikacjach ARE S.A. *Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2015 r. oraz Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2016 r.*

Informacje o tych cenach zostały zamieszczone na stronie internetowej URE.

6.6. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tab. 61 przedstawiono wolumen i średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne¹⁴⁸⁾, w poszczególnych kwartałach 2016 r.

¹⁴⁸⁾ Art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązki w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. obligo giełdowe dla energii elektrycznej.

Tabela 61. Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w 2016 r.

Kwartał	2016 r.	
	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I	169,13	14,56
II	173,50	11,38
III	172,34	10,52
IV	169,57	12,69

* Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadczeniami pochodzenia.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2016 r.

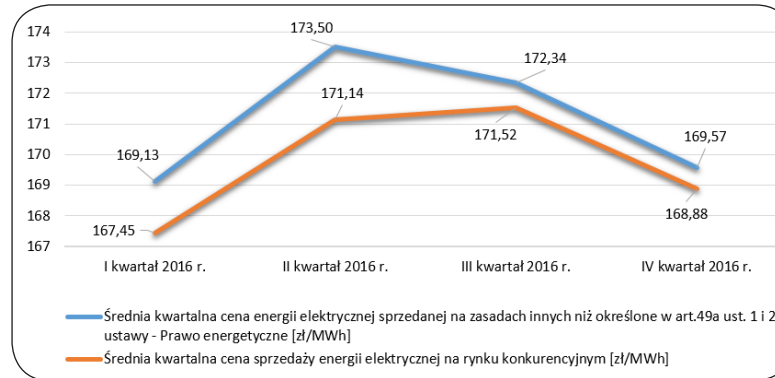
Ceny kwartalne, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych dotyczących realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu, zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Wartości średnich kwartalnych cen energii elektrycznej, o których mowa powyżej, wahały

się w 2016 r. w przedziale od 169,13 zł/MWh do 173,50 zł/MWh. Analizując poszczególne kwartały 2016 r. wynika, że w I kwartale w porównaniu do IV kwartału 2015 r. cena ta spadła o 1,59%, by już w II kwartale wzrosnąć o 2,58% w porównaniu do I kwartału 2016 r. W kwartałach III i IV powyższa cena miała tendencję spadkową porównując je do kwartałów poprzednich, jednakże wartość tej ceny w ostatnim kwartale 2016 r. i tak uplasowała się na minimalnie wyższym poziomie niż w I kwartale 2016 r.

Na rys. 53 przedstawiono z kolei porównanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne ze średnią kwartalną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w poszczególnych kwartałach 2016 r.

Rysunek 53. Średnie kwortalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne a średnie kwortalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2016 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

uwagę przepisy o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

W Komunikatach Prezesa URE nr 25/2016, nr 40/2016, nr 60/2016 i nr 10/2017 zostały przedstawione średnie ceny zakupu gazu ziemnego sprowadzanego z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym w kolejnych kwartałach 2016 r. Z uwagi na zawartą w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne klau-

zulę nakazującą uwzględniać przepisy o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, w związku ze strukturą otrzymanych danych publikacja średniej ceny zakupu gazu ziemnego z innych państw nie była możliwa.

W 2016 r. obowiązek sprawozdawczy w zakresie gazu sprowadzanego z zagranicy został rozszerzony na podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego (wcześniej obejmował jedynie przedsiębiorstwa energetyczne zaj-

mujące się obrotem gazem ziemnym z zagranicą). Powyższa zmiana wynika z art. 1 pkt 23 ustawy z 22 lipca 2016 r. i dotyczyła danych za III kwartał 2016 r.

6.7. Średnie kwortalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy

Prezes URE, na mocy art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, zobowiązany jest do ogłaszania w Biuletynie URE średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego z zagranicy, w tym odrębnie dla gazu ziemnego sprowadzonego z państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym oraz dla gazu ziemnego sprowadzanego z innych państw. Powyższe informacje publikowane są w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału, biorąc pod

Tabela 62. Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2016 r. w zł/MWh

W tym z:	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.
1) państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	74,37	63,90	61,95	73,74
2) innych państw niż wskazane w pkt 1	informacje niejawne lub inne informacje prawnie chronione			

Źródło: URE.

6.8. Średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej wytwórców eksploatujących jednostki centralnie dysponowane opalane węglem (JWCD) oraz średnioważony koszt węgla, zużywany przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) na wytworzenie 1 MWh energii elektrycznej

Na podstawie art. 46 ust. 7 ustawy o rozwiązaniu KDT Prezes URE jest zobowiązany do obliczenia i ogłoszenia w Biuletynie URE, w terminie do 15 lipca każdego roku, dwóch parametrów:

- 1) średnioważonego kosztu węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) na wytworzenie jednej megawatogodziny energii elektrycznej w poprzedzającym roku kalendarzowym, z uwzględnieniem kosztów jego transportu,
- 2) średniej ceny wytwarzanej energii elektrycznej przez wytwórców eksploatujących JWCD opalane węglem.

Średnioważony koszt węgla zużywany przez JWCD, został obliczony jako średnia z jednostkowych kosztów węgla zużytego na produkcję energii elektrycznej wraz z kosztami jego transportu ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne JWCD. Średnioważony koszt węgla w 2015 r. wyniósł 85,80 zł/MWh, wobec 86,55 zł/MWh w 2014 r. (tj. spadek o ok. 1% w 2015 r. w porównaniu z 2014 r.).

Średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez JWCD została obliczona jako średnia z jednostkowych cen wytworzonej energii elektrycznej ważona wielkością produkcji energii elektrycznej brutto wytworzonej z węgla przez poszczególne JWCD. Średnia cena energii elektrycznej w 2015 r. wyniosła 183,09 zł/MWh i była wyższa od ceny z 2014 r. o 2,76% (cena za 2014 r. wyniosła 178,18 zł/MWh).

Obydwa parametry zostały ogłoszone w Informacji Prezesa URE nr 30/2016 z 11 lipca 2016 r.



7. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

Zadaniem komisji kwalifikacyjnych jest sprawozdanie, poprzez przeprowadzenie stosownego egzaminu, kwalifikacji osób zajmujących się dozorem lub eksploatacją określonych w przepisach urzędzeń, instalacji i sieci oraz wydawanie świadectw potwierdzających te kwalifikacje dla osób zajmujących się tego rodzaju działalnością.

Rozpatrywaniem wszystkich wniosków dotyczących działalności komisji kwalifikacyjnych zajmuje się Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku.

Zagadnienia związane z działalnością komisji kwalifikacyjnych, realizowane w 2016 r. przez Prezesa URE, podobnie jak w latach poprzednich, polegały na:

- powoływaniu nowych komisji kwalifikacyjnych, w tym komisji na kolejną kadencję,

- dokonywaniu zmian aktów powołania już działających komisji (rozszerzenia uprawnień komisji bądź poszczególnych jej członków),
- odwoływaniu lub też powoływaniu poszczególnych członków do składów komisji,
- aktualizowaniu świadectw kwalifikacyjnych członków komisji,
- analizowaniu arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji,
- podejmowaniu działań związanych z korektą nieprawidłowości występujących w pracach komisji,
- udzielaniu stosownych wyjaśnień i informacji różnym podmiotom, zgłaszającym wnioski i zapytania.

W 2016 r. rozpatrywano łącznie 578 spraw związanych z komisjami kwalifikacyjnymi, w tym 12 wniosków o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych, 88 wniosków o powołanie komisji na następną kolejną kadencję oraz wniosek o odwołanie komisji kwalifikacyjnej. Prezes URE w 2016 r. powołał 6 nowych komisji kwalifikacyjnych oraz 68 komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję. Jedną komisję kwalifikacyjną odwołano przed upływem kadencji, natomiast inną poinformowano o braku możliwości jej powołania. Jednocześnie w 2016 r. Prezes URE rozpatrzył 84 wnioski o zmianę aktów powołania komisji kwalifikacyjnych i dokonał zmian 66 aktów. Postępowania dotyczące pozostałych wniosków nadal są procedowane. Nowelizacja aktów powołania obejmowała przede wszystkim zmianę składu osobowego komisji lub rozszerzenie zakresu uprawnień. Natomiast w przypadku trzech komisji kwalifi-

kacyjnych udzielono odpowiedzi odmawiających rozszerzenia uprawnień i powołań członków do składów komisji.

Jednocześnie w 2016 r. w związku z koniecznością aktualizacji świadectw kwalifikacyjnych członków komisji, do Prezesa URE wpłynęły 42 pisma podmiotów, przy których powołano komisje kwalifikacyjne zawierające aktualne świadectwa kwalifikacyjne.

W trakcie weryfikacji dokumentacji komisji kwalifikacyjnych przeprowadzono analizę 330 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do urzędu w 2016 r.

W 18 przypadkach udzielono odpowiedzi na pytania podmiotów i osób fizycznych w sprawach związanych ze świadectwami kwalifikacyjnymi, a także w kwestiach dotyczących funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych. Poruszane w nich zagadnienia dotyczyły m.in.:

- ważności świadectw kwalifikacyjnych,
- okresu przechowywania dokumentacji komisji kwalifikacyjnych,
- obowiązku posiadania dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych, przez osoby eksploatujące instalacje i urządzenia energetyczne,
- prawidłowości wypełniania świadectw kwalifikacyjnych.

Na powyższe zapytania udzielano szczegółowych wyjaśnień.

Według stanu na 31 grudnia 2016 r. w Polsce działało 379 komisji kwalifikacyjnych (391 w 2015 r. i 388 w 2014 r.), zaś w ich pracach uczestniczyło 4 936 osób.

Tabela 63. Zestawienie czynnych komisji kwalifikacyjnych na 31 grudnia 2016 r., z podziałem na województwa

Województwo/symbol województwa	Liczba czynnych komisji
Mazowieckie 14	54
Zachodniopomorskie 32	15
Lubuskie 08	10
Pomorskie 22	17
Warmińsko-mazurskie 28	8
Lubelskie 06	20
Podlaskie 20	10
Łódzkie 10	29
Świętokrzyskie 26	17
Dolnośląskie 02	22
Opolskie 16	10
Śląskie 24	63
Małopolskie 12	37
Podkarpackie 18	20
Kujawsko-pomorskie 04	23
Wielkopolskie 30	24
RAZEM	379

Źródło: URE.

Część IX. Komunikacja społeczna i działania na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy

1. Formalne środki prawne na rzecz wzmocnienia pozycji odbiorcy

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

Do zakresu działania Prezesa URE należy m.in. kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i kontrolowanie dotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii. Kontrole te powinny mieć na celu ochronę odbiorców przed obniżeniem przez przedsiębiorstwa energetyczne zarówno parametrów dostarczanej energii elektrycznej (napięcie, częstotliwość, wyższe harmoniczne), standardów świadczonych usług (przerwy w dostawach energii), jak i ochronę przed skutkami stosowania praktyk odbiegających od określonych w przepisach prawa standardów obsługi odbiorców.

Stosownie do postanowień art. 23 ust. 2 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne, kontrolowanie dotrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej odbywa się na wniosek odbiorcy, tak więc podjęcie ewentualnych działań interwen-

cyjnych w tym zakresie następuje w przypadku otrzymania sygnału od odbiorcy. Należy przy tym zauważyć, że Prezes URE w związku z brakiem stosownych narzędzi technicznych oraz z uwagi na ograniczone środki budżetowe nie dokonuje samodzielnie ustaleń w zakresie sprawdzenia dotrzymania parametrów technicznych w poszczególnych punktach odbioru, niemniej w podejmowanych przez regulatora działaniach dotyczących kontrolowania parametrów technicznych dostarczanych paliw lub energii, organ ten może wzywać przedsiębiorstwa energetyczne do stosowania środków oraz sposobów kontroli tych parametrów określonych w rozporządzeniu systemowym.

W związku z tym w 2016 r. prowadzony był bieżący monitoring w zakresie dotrzymania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych obsługi odbiorców, w szczególności podczas rozpatrywania skarg odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych. Podstawowym środkiem, służącym do ustalenia stanu faktycznego w powyższym zakresie, było kierowanie do przedsiębiorstw energetycznych wezwań w trybie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE żądał w nich od przedsiębiorstw energetycznych określonych informacji dotyczących dotrzymania standardów jakościowych oraz parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej, w tym wyników przeprowadzonych przez przedsiębiorstwa badań parametrów technicznych energii elektrycznej, a także do przedstawienia stosownych dokumentów. Należy przy tym wskazać, że w związku z faktem, że brak odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, kierowane w trybie art. 28

ustawy – Prawo energetyczne lub wprowadzenie w błąd w zakresie przedstawianych informacji zagrożone jest wymierzeniem przez Prezesa URE kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 7 i 7a ustawy – Prawo energetyczne, taki sposób pozyskiwania informacji dotyczących dotrzymania przez przedsiębiorstwa energetyczne standardów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej jest jednym z podstawowych narzędzi regulacyjnych w tym zakresie.

Wpływające do urzędu w 2016 r. skargi odbiorców oraz innych uczestników działających na rynku energii w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców dotyczyły m.in.:

- nierozpatrzenia reklamacji lub wniosku w sprawie rozliczeń,
- niedochowania 14-dniowego terminu odpowiedzi na składane reklamacje w sprawie rozliczeń,
- nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną przy zawieraniu umów sprzedaży energii elektrycznej,
- nienależytej obsługi odbiorców, w tym trudności w dostępie do obsługi klienta,
- nieprawidłowości w sposobie prowadzenia rozliczeń za dostarczoną energię lub paliwa i świadczone usługi dystrybucji, w tym niewystawianie faktur przez okres kilku miesięcy lub wystawianie faktur na podstawie szacunku, który nie był skorelowany z zużyciem energii elektrycznej.

Ponadto do urzędu wpływały m.in. skargi odbiorców dotyczące nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu energią elektryczną oraz nienależytej obsługi odbiorców, już po dokonaniu procedury

zmiany sprzedawcy. Odbiorcy w swych skargach wskazywali na niewłaściwy sposób postępowania przedstawicieli pozyskujących nowych klientów oraz trudności w komunikacji z przedsiębiorstwami energetycznymi, m.in. w zakresie wyjaśnienia kwestii związanych z wysokością naliczonych opłat za zużycie energii elektrycznej. Istotnym problemem zgłaszanym przez odbiorców była także kwestia naruszenia standardów jakościowych obsługi odbiorców w zakresie terminów i sposobów rozpatrywania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną reklamacji dotyczących prowadzonych rozliczeń, a także kwestia rozliczania na podstawie faktur szacunkowych oraz kwestia kar umownych za przedterminowe rozwiązanie umowy sprzedaży energii elektrycznej.

Istotnym problemem, jaki może mieć wpływ na ocenę standardów obsługi odbiorców, jest fakt występowania obiektywnych problemów w zakresie komunikowania się odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi (w tym z przedsiębiorstwami zajmującymi się obrotem energią elektryczną).

Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne są rozpatrywane głównie przez **oddziały terenowe URE**¹⁴⁹⁾. W 2016 r. wpływały skargi (w liczbie 2,6 tys.) z prośbą o interwencję w sprawach działań przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy związane ze zmianą sprzedawcy.

Prezes URE podjął działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych zgłoszonymi skargami, które dotyczyły:

¹⁴⁹⁾ Por. tab. 71 w części X Sprawozdania.

- rozliczeń za dostarczane paliwa i energię,
 - nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw energetycznych,
 - nieuwzględniania reklamacji lub nieudzielania odpowiedzi na reklamacje,
 - nieprawidłowo ustalonych grup odbiorców w taryfie,
 - braku właściwej obsługi klienta,
 - przyłączania obiektów do sieci dystrybucyjnej (np. terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci, kalkulacji opłaty za przyłączenie),
 - wstrzymania dostarczania paliw i energii elektrycznej,
 - zmian grup taryfowych,
 - przerw w dostawie energii elektrycznej,
 - realizacji zapisów umów (np. sposobów i terminów wypowiedzania umów, warunków odstąpienia od umowy, odszkodowań),
 - parametrów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego, energii elektrycznej i ciepła,
 - kwestii związanych z posadowieniem infrastruktury elektroenergetycznej na nieruchomościach odbiorców,
 - działania układów pomiarowo-rozliczeniowych,
 - bezpodstawnego uruchomienia sprzedaży rezerwowej,
 - bezpodstawnego odrzucania zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),
 - opóźnień w przekazywaniu danych pomiarowych.
- Działania podjęte przez regulatora w związku z powyższymi skargami w większości dotyczyły wyjaśnienia sprawy w przedsiębiorstwach energetycznych, w tym zbadania, czy przedsiębiorstwa te działały

zgodnie z obowiązującymi przepisami, w tym przepisami ustawy o prawach konsumenta. W wielu przypadkach podjęte działania pozwoliły na zmianę stanowiska przedsiębiorstwa energetycznego i uwzględnienie skarg odbiorców, np. umożliwiono rozwiązanie umowy sprzedaży energii elektrycznej bez ponoszenia kar umownych czy skorygowano nieprawidłowości w rozliczeniach za dostarczoną energię czy paliwa. W przypadkach skarg, które nie dotyczyły kompetencji Prezesa URE, w korespondencji skierowanej do odbiorcy wskazywano m.in. dalsze możliwości dochodzenia swoich praw, np. poprzez skierowanie sprawy na drogę postępowania cywilnego.

Na uwagę i podkreślenie zasługuje coraz większa świadomość odbiorców odnośnie przysługujących im praw. W okresie sprawozdawczym liczba złożonych skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych była porównywalna ze skargami składanymi w 2015 r., w szczególności w zakresie rozliczeń, gdzie występowało zagrożenie wstrzymania dostaw paliw lub energii, realizacji umowy, czy spraw dotyczących zmiany sprzedawcy.

Przykładowo złożono do kilku oddziałów terenowych wiele skarg dotyczących opóźnienia w wystawianiu faktur VAT przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych. Odbiorcy nie otrzymywali faktur za pobór energii elektrycznej przez okres kilku miesięcy czy nawet przez cały rok lub otrzymywali faktury na podstawie szacunku, który nie był skorelowany z zużyciem. Przedsiębiorstwo energetyczne wyjaśniało, że spowodowane to było wdrażaniem nowego systemu informatycznego obsługi klientów.

W obszarze skarg dotyczących zmiany sprzedawcy paliw i energii szczególnie niepokojące było

zjawisko ujawniające, że przedstawiciele handlowi przedsiębiorstw energetycznych wywierali presję na zawarcie umów, co przekładało się na niesprzyjającą atmosferę na spokojne zapoznanie się z ofertą, czy dokumentami, w tym projektami umów, przedkładanymi do podpisu. Osoby te nie przedstawiały odbiorcom pełnej i rzetelnej informacji o ofercie oraz o prawach i obowiązkach odbiorców przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej i gazu, czy wręcz wprowadzały w błąd konsumentów.

W 2016 r., jak i w latach poprzednich, występowały liczne skargi dotyczące powoływania się przez przedstawicieli handlowych przedsiębiorstw obrotu na markę lokalnego OSD, czy też na autorytet URE. Z relacji skarżących wynikało, że odwiedzające je osoby wskazywały, że są przedstawicielami konkretnej spółki bądź nawet pracownikami URE, co miało podkreślić ich wiarygodność w oczach odbiorców. Po zaistnieniu takich przypadków, na stronie internetowej urzędu opublikowano ostrzeżenia mające chronić odbiorców przed tego typu zachowaniami nieuczciwych sprzedawców energii elektrycznej.

.....

2. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz z organizacjami konsumentami

W celu minimalizacji praktyk sygnalizowanych przez odbiorców w skargach opisanych wyżej,

zwłaszcza nieuczciwych zachowań handlowych, oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE podjął współpracę z Prezesem UOKiK przekazując w 119 przypadkach pisma odbiorców.

W zgłaszanych przez odbiorców skargach dominowały sytuacje, gdzie przedstawiciele handlowi reprezentujący przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się sprzedażą energii:

- przedstawiali się jako pracownicy sprzedawcy z urzędu (przedsiębiorstwa, z którym zazwyczaj odbiorca miał podpisaną umowę kompleksową na sprzedaż i dystrybucję energii), w związku z czym odbiorcy zawierali nową umowę z innym sprzedawcą będąc przeświadczonymi o tym, że jest to umowa z dotychczasowym sprzedawcą,
- pod pretekstem spisania stanu liczników lub aktualizacji danych dawali odbiorcom do podpisania dokumenty, po czym okazywało się, że odbiorcy podpisywali umowy z nowym sprzedawcą będąc przekonanymi, że jest to umowa z dotychczasowym sprzedawcą,
- obiecywali sprzedaż energii po niższej cenie niż ta, którą dotychczas płacił odbiorca, po czym odbiorca już przy pierwszym rachunku otrzymanym od nowego sprzedawcy zauważał, że płatności są większe niż dotychczas,
- przy zawieraniu umów nie przedstawiali pełnej informacji o warunkach oferty/umowy,
- nie informowali o prawie do odstąpienia od umowy.

Poza tym, w 2016 r. Prezes URE współpracował z Prezesem UOKiK w trakcie prowadzonego monitoringu działalności sprzedawców energii elek-

trycznej i paliw gazowych, prowadzonego w oparciu o informacje przekazane od odbiorców (akcja: „Odbiorco zgłoś złe praktyki”). W I połowie 2016 r. do Prezesa URE wpływały skargi (telefoniczne, pisemne, osobiste), dotyczące problemów ze standardami jakościowymi obsługi odbiorców energii oraz nieuczciwymi praktykami rynkowymi, w których odbiorcy poruszali kwestie:

- braku rzetelnej i często niepełnej informacji o warunkach oferty/umowy przedstawianej przez firmę,
- podszywania się pod pracowników dotychczasowego sprzedawcy lub urzędu,
- przymusu zawarcia umowy (oddziaływanie psychologiczne i perswazyjne),
- braku przestrzegania standardów jakościowych obsługi odbiorców (w tym braku udzielania odpowiedzi na reklamacje w ustawowym terminie, utrudnionego kontaktu ze sprzedawcą),
- opóźnienia związanego z regularnym wystawianiem faktur.

W celu ustalenia skali oraz obszarów występowania problemów zgłaszanych przez odbiorców, Prezes URE postanowił przeprowadzić dwumiesięczne badanie/monitoring działalności sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych w oparciu o informacje uzyskane od odbiorców. W tym celu na stronie internetowej URE został zamieszczony formularz zgłoszeń wraz hasłem „Odbiorco zgłoś złe praktyki”, za pośrednictwem którego odbiorcy mogli informować o napotkanych nieprawidłowościach w działaniach sprzedawców energii i gazu związanych ze standardami jakościowymi obsługi lub nieuczciwymi praktykami rynkowymi.

W ramach prowadzonego monitoringu zidentyfikowano pięć przedsiębiorstw energetycznych, co do których odbiorcy nadesłali najwięcej zgłoszeń. Z przedstawicielami przedmiotowych przedsiębiorstw oraz przedstawicielami UOKiK zorganizowano w siedzibie URE cykl spotkań, w trakcie których przedstawiciele poszczególnych spółek omówili działania, jakie dana spółka podejmuje w celu poprawy standardów obsługi klienta i wyeliminowania niewłaściwych praktyk rynkowych. Efektem przedmiotowych spotkań były także złożone przez te spółki programy naprawcze. Ponadto, w grudniu 2016 r. w ramach prowadzonego monitoringu wezwano przedsiębiorstwa, które nadesłały programy naprawcze do przedstawienia wskaźników umożliwiających miarodajną ocenę wprowadzonych przez te przedsiębiorstwa działań naprawczych.

Mając na uwadze znaczny spadek liczby zgłoszeń odbiorców kierowanych w II półroczu 2016 r. do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, dotyczących zwłaszcza obszaru nieuczciwych zachowań handlowych (więcej w pkt 3.1.), co niewątpliwie spowodowane było prowadzonym przez Prezesa URE monitoringiem, w ramach którego niektóre przedsiębiorstwa energetyczne wprowadziły programy naprawcze, Prezes URE podjął decyzję o prowadzeniu stałego monitorowania pojawiających się nieprawidłowości i złych praktyk w działaniach sprzedawców energii i paliw gazowych udostępniając odbiorcom na stronie internetowej URE specjalny formularz zgłoszeń, za pośrednictwem którego mogą informować o wszelkich nieprawidłowościach związa-

nych ze standardami jakościowymi obsługi i nieuczciwymi praktykami rynkowymi.

Przedstawiciele URE byli także uczestnikami kilku spotkań konsultacyjnych w UOKiK oraz podejmowali współpracę w zakresie prac nad projektem ustawy o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich. Aktywne włączenie się w konsultacje założeń nowej ustawy było niezwykle istotne z punktu widzenia projektowanej nowej instytucji przy Prezesie URE – Koordynatora ds. negocjacji.



3. Upowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta

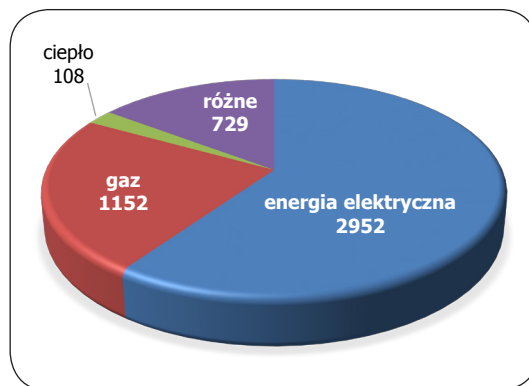
3.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych został powołany w 2011 r. i funkcjonuje w strukturze Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumenckich. Jego działalność stanowi realizację art. 3 § 12 dyrektywy 2009/72/WE oraz art. 3 § 9 dyrektywy 2009/73/WE¹⁵⁰⁾, nakładających na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia funkcjonowania kompleksowych punktów kontaktowych, które dostarczałyby informacji o prawach konsumentów na rynku energii oraz udzielałyby informacji na temat funkcyj-

nujących sposobów rozwiązywania sporów i załatwiania skarg.

Zgodnie z zakresem kompetencji, Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych w 2016 r. wspierał odbiorców głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących praw ale też obowiązków w relacjach odbiorców z przedsiębiorstwami energetycznymi. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami odgrywał kontakt telefoniczny (91% zgłoszeń), resztę stanowiły odpowiedzi na zgłoszenia pisemne, nadesłane drogą elektroniczną oraz pocztą tradycyjną (9%). Na rysunku poniżej przedstawiono informację dotyczącą struktury sektorowej zgłoszeń odbiorców skierowanych do Punktu Informacyjnego w omawianym okresie.

Rysunek 54. Struktura sektorowa zgłoszeń skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2016 r.

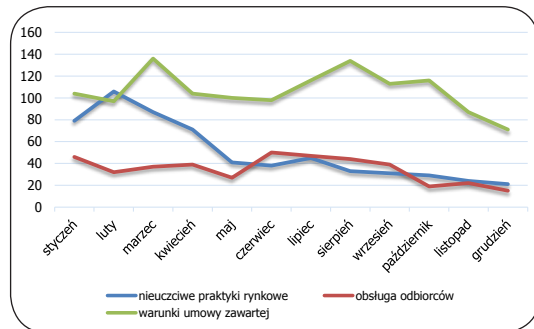


Źródło: URE.

W 2016 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 4 941 zgłoszeń. Spośród nich dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (60%), gazowego (23%) i ciepłowniczego (2%). Sprawy różne, stanowiące 15% zapytań odbiorców, dotyczyły kwestii nieleżących w kompetencji Punktu Informacyjnego jak np. koncesji, opłat koncesyjnych, świadectw pochodzenia, czy też odnawialnych źródeł energii.

Struktura przedmiotowa spraw kierowanych przez odbiorców nie uległa w ostatnim roku zasadniczej zmianie. Problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się głównie wokół zagadnień związanych z obszarem zmiany sprzedawcy energii elektrycznej (15%), warunkami zawartych umów (25,8%), obsługą odbiorców (8,4%) oraz nieuczciwymi praktykami rynkowymi (12,2%). Przy czym pod koniec 2016 r. zauważalna była tendencja spadkowa przedmiotowych zgłoszeń odbiorców, którą obrazuje poniższy rysunek. Niewątpliwie przyczyniły się do tego: 1) prowadzony przez Prezesa URE monitoring działalności sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych oraz wprowadzone w efekcie tego monitoringu przez sprzedawców programy naprawcze, 2) wzrost świadomości odbiorców co do ich praw – w tym dużą rolę odegrał dystrybuowany przez sprzedawców Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej i Zbiór Praw Konsumenta Paliw Gazowych, 3) liczba zmian sprzedawcy w gospodarstwach domowych.

¹⁵⁰⁾ Także § 4.5 noty interpretacyjnej do dyrektywy 2009/72/WE i dyrektywy 2009/73/WE.

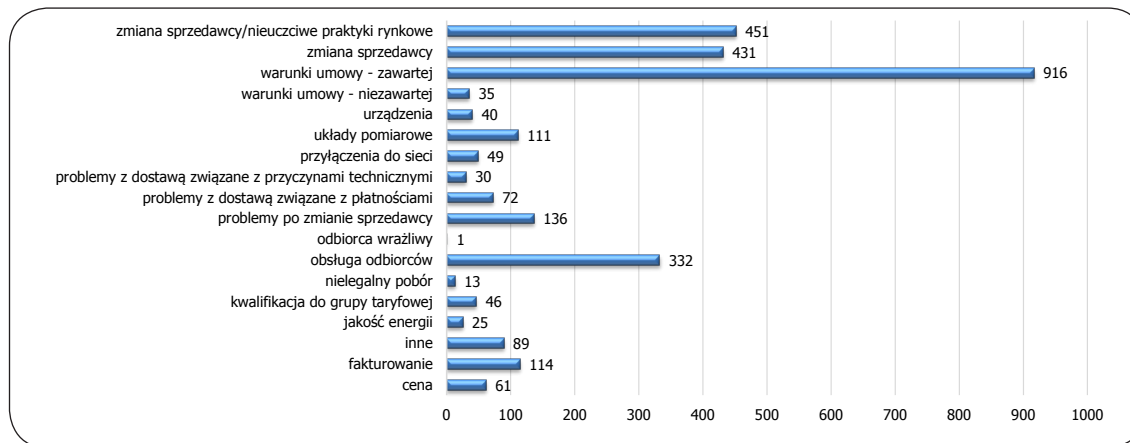
Rysunek 55. Trendy zgłoszeń najczęściej poruszanych przez odbiorców kwestii w 2016 r.

Źródło: URE.

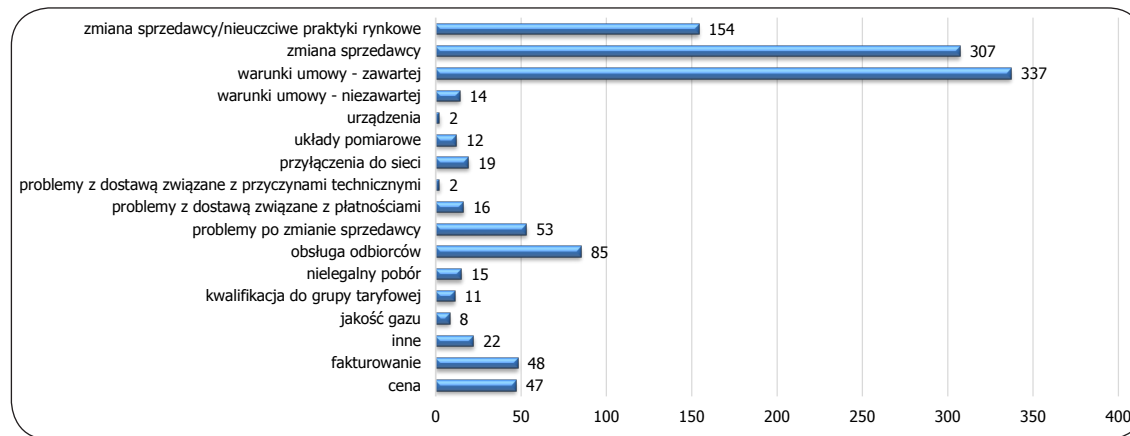
Biorąc pod uwagę powyższą tematykę, Punkt Informacyjny udzielał głównie informacji na temat zasad/procedur zmiany sprzedawcy, działających na rynku sprzedawcach energii i paliw gazowych, rodzaju zawieranych umów, możliwości porównań ofert sprzedawców, praw konsumenta i sposobów składania skarg, zasad rozwiązywania umowy oraz odstąpienia od umowy, możliwości skorzystania z pomocy innych instytucji w przypadku braku kompetencji Prezesa URE.

Energia elektryczna

Wśród zapytań kierowanych przez odbiorców energii elektrycznej dominowała tematyka związana z warunkami umowy zawartej (31%) oraz obsługą odbiorców (11,2%). W odniesieniu do tych kategorii odbiorcy zgłaszali problemy i nie-

Rysunek 56. Zgłoszenia odbiorców w 2016 r. w kategorii: energia elektryczna

Źródło: URE.

Rysunek 57. Zgłoszenia odbiorców w 2016 r. w kategorii: paliwa gazowe

Źródło: URE.

prawidłowości dotyczące nieprzestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne m.in. warunków umów zawartych, w tym terminowości przysyłania faktur oraz udzielania odpowiedzi na składane reklamacje.

Na uwagę zasługuje spadek – w porównaniu do 2015 r. – liczby spraw zakwalifikowanych jako zmiana sprzedawcy – nieuczciwe praktyki rynkowe, związanych z działalnością przedsiębiorstw obrotu energią, które swoją ofertę – nierzadko za pośrednictwem przedstawicieli handlowych – kierują do odbiorców w gospodarstwach domowych. Zgłoszenia odbiorców w 2016 r. w tym temacie stanowiły 15% zgłoszeń w kategorii energia elektryczna.

Kolejną najczęściej pojawiającą się kategorią zagadnień były zapytania odbiorców dotyczące zmiany sprzedawcy (14,6%), w tym zasad/procedur regulujących zmianę sprzedawcy, możliwości porównania ofert, rodzajów zawieranych umów w ramach zmiany sprzedawcy oraz przedsiębiorstw działających na rynku sprzedaży energii elektrycznej.

Odbiorcy zgłaszali także problemy związane z rozliczeniami (3,8%) oraz ze zmianą sprzedawcy (4,6%), np. terminowość wejścia w życie umowy, rozliczenia po zmianie sprzedawcy (rys. 56 str. 214).

Paliwa Gazowe

W odniesieniu do paliw gazowych zauważalny wzrost spraw zgłaszanych przez odbiorców, w porównaniu do 2015 r., dotyczył kwestii związanych z szeroko rozumianymi warunkami umowy zawartej (29,2%) w tym terminem wejścia w życie no-

wej umowy, terminowością nadsyłania faktur a także zasadami regulującymi rozwiązanie umowy.

Kolejną, wyróżniającą się ilościowo na tle innych, tematyką zgłoszeń odbiorców była zmiana sprzedawcy paliw gazowych (26,6%). Sprawy dotyczyły – podobnie jak w przypadku energii elektrycznej – głównie zasad/procedur zmiany sprzedawcy, rodzajów zawieranych umów w ramach zmiany sprzedawcy oraz przedsiębiorstw działających na rynku sprzedaży paliw gazowych. Bezpośrednio z tą tematyką związane były kwestie dotyczące nieuczciwych praktyk rynkowych (13,3%).

Odbiorcy zgłaszali także problemy związane z naruszeniem standardów jakościowych obsługi określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (7,4%), rozliczeniami (4,2%) oraz problemy wynikłe po zmianie sprzedawcy a związane głównie z płatnościami (4,6%) (rys. 57 str. 214).

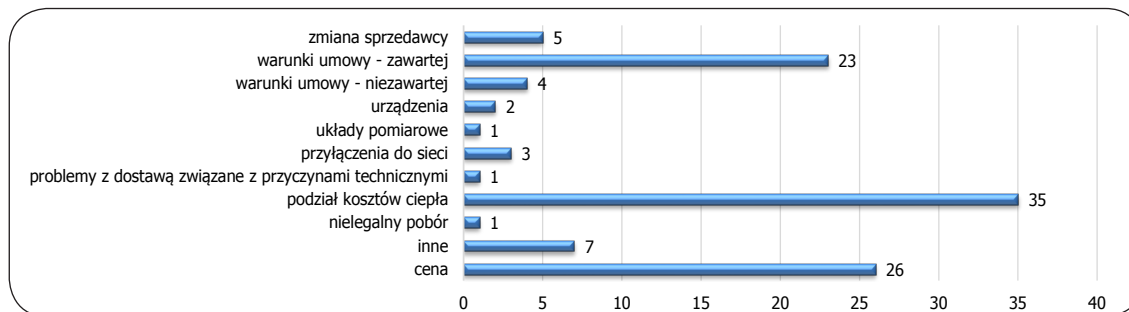
Ciepło

Stosunkowo najmniej spraw w 2016 r. trafiło do Punktu Informacyjnego od odbiorców ciepła (108 zapytań). Wynika to m.in. ze specyfiki rynku ciepła, jak i kompetencji, jakie w tym zakresie posiadają oddziały terenowe URE. Z zakresu spraw zgłaszanych przez odbiorców ciepła w 2016 r. dominującą kategorią pytań były te związane z podziałem kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe oraz wspólnoty mieszkaniowe (32,4%) oraz ceną ciepła (24%). Kolejną kategorię stanowiły zgłoszenia dotyczące szeroko rozumianych warunków umów zawartych (21,3%) (rys. 58).

3.2. Działalność informacyjno-edukacyjna

Prezes URE, wspierając rozwój krajowego sektora energetycznego, gazowego i paliw ciekłych

Rysunek 58. Zgłoszenia odbiorców w 2016 r. w kategorii: ciepło



Źródło: URE.

konsekwentnie popularyzuje wiedzę o rynkach energii. Edukacja odbiorcy energii stanowi jeden z priorytetów działań Prezesa URE. Podejmowanie inicjatyw w trosce o bezpieczeństwo jego uczestników oraz propagowanie kluczowych zagadnień dla rozwoju rynku energii i paliw w Polsce było jednym z głównych celów informacyjno-edukacyjnych prowadzonych przez Prezesa URE także w ubiegłym roku.

Komunikaty na stronie internetowej ure.gov.pl, udział ekspertów urzędu w ponad stu spotkaniach i konferencjach adresowanych do odbiorców energii, ponad czterdzieści porozumień patronackich – to tylko niektóre z informacyjno-edukacyjnych działań URE w 2016 r.

Serwisy internetowe istotnym narzędziem informacji o rynku energii

Najczęściej wykorzystywanym przez URE narzędziem upowszechniania informacji o działalności urzędu i rynkach energii jest strona internetowa URE: www.ure.gov.pl. Zawiera ona aktualizowane na bieżąco informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora. Na stronie publikowane są m.in. komunikaty dotyczące inicjatyw podejmowanych na rzecz rozwoju i liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu, relacje z wydarzeń z udziałem Prezesa URE i przedstawicieli urzędu, a także stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym.

W ubiegłym roku najczęściej odwiedzanymi zakładkami na stronie URE były dotyczące aukcji OZE oraz paliw ciekłych.

Od 2016 r. aukcje OZE posiadają dedykowane miejsce na stronie internetowej urzędu. Znajdują się tam akty prawne, regulamin aukcji, instrukcja użytkownika Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) oraz komunikaty i ogłoszenia dotyczące aukcji.

Dedykowane miejsce na stronie posiadają także paliwa ciekłe, gdzie można przeczytać m.in. o nowych obowiązkach przedsiębiorstw działających w obszarze paliw ciekłych oraz zapoznać się z zaktualizowanymi pakietami informacyjnymi dotyczącymi koncesji w tym zakresie.

Ważne miejsce na stronie internetowej zajmuje również serwis informacyjno-edukacyjny poświęcony zmianie sprzedawcy *MaszWybor*, zawierający specjalną aplikację pomocną dla odbiorców energii elektrycznej w porównywaniu ofert cenowych sprzedawców – Cenowy Energetyczny Kalkulator Internetowy *CENKI*.

W specjalnie skierowanym do konsumentów „Poradniku Odbiorcy” znajdują się informacje i opracowania dotyczące działalności regulatora na rzecz odbiorców energii. W ramach poradnika dostępne są odpowiedzi na najczęściej zgłaszane problemy do urzędu przez odbiorców energii – FAQ, czyli najczęściej zadawane pytania. W poradniku znajdują się także informacje dotyczące racjonalnego wykorzystania energii.

Znaczące miejsce na stronie internetowej posiadają także obszary tematyczne dotyczące liberalizacji rynku energii elektrycznej, gdzie publikowany jest m.in. cykliczny monitoring zmian sprzedawcy energii elektrycznej.

W zakładce „Publikacje” odbiorca natomiast znajdzie publikacje URE – zarówno te aktualne, jak

i archiwalne m.in. Biuletyny URE, Biuletyny Branżowe, raporty.

Dedykowane miejsce na stronie urzędu posiada także REMIT. Odbiorca znajdzie tam informacje dotyczące rozporządzenia, dokumenty oraz aktualności związane z tą tematyką. W celu wykrywania nadużyć znowelizowano po raz kolejny Prawo energetyczne wprowadzając do krajowego ustawodawstwa obowiązki związane z tzw. unijnym rozporządzeniem REMIT. Jego celem jest wykrywanie i zapobieganie manipulacjom na hurtowych rynkach energii. Wszystkie transakcje zakupu i sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego zawierane na TGE S.A., jak również informacje o funkcjonowaniu systemów energetycznych, mają być raportowane.

Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – w 2016 r. o ponad 2 mln wzrosła liczba odwiedzin głównego serwisu URE. Liczba odsłon przekroczyła 7 mln, wynosząc dokładnie 7 877 038, z liczbą 1 441 031 unikalnych użytkowników.

www.MaszWybor.ure.gov.pl – w omawianym roku liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej wyniosła 554 455 (143 233 unikalnych użytkowników).

Biuletyn Informacji Publicznej (BIP URE) – serwis internetowy urzędu, stworzony na podstawie przepisów ustawy z 6 września 2011 r.

o dostępie do informacji publicznej¹⁵¹⁾. BIP URE zawiera m.in.: bazy danych koncesjonowanych przedsiębiorstw i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) elektroenergetycznych i gazowych, decyzje taryfowe, sprawozdania OSD elektroenergetycznych dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji, wykaz odbiorców przemysłowych, Zbiór Praw Konsumenta czy aktualne informacje o urzędzie, jego statusie prawnym i kompetencjach Prezesa URE. Pod koniec 2016 r. strona BIP, tak jak i strona www.ure.gov.pl, podlegała dynamicznym zmianom i rozbudowie w związku z przygotowaniem do publikacji nowych obowiązków Prezesa URE. W szybkim tempie została wzbogacona o nowe Rejestry i Wykazy związane z wejściem w życie tzw. pakietu paliwowego.

W 2016 r. odnotowano 7 449 188 odwiedzin – 561 239 unikalnych użytkowników.

Na BIP URE osobne miejsce zajmują opublikowane Biuletyny Branżowe zawierające m.in. decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej i paliw gazowych, instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, programy zgodności oraz inne decyzje Prezesa URE. W 2016 r. przygotowano łącznie 302 Biuletyny, z czego 197 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna oraz 105 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe.

W 2016 r. zwiększyła się również liczba czytelników dystrybuowanego raz w tygodniu **Newslettera URE**. 27 grudnia 2016 r. był wysłany do 2 827 użytkowników.

Biuletyny URE – wirtualna platforma wiedzy

W 2016 r. wzorem lat ubiegłych na stronie internetowej zostały opublikowane trzy edycje Biuletynu URE, który od 2011 r. ukazuje się wyłącznie w formie internetowej.

NR 1/2016

W pierwszym numerze w 2016 r. można było przeczytać m.in. o możliwości stosowania jednokładnikowych cen lub stawek opłat w rozliczeniu za dostawę ciepła oraz zapoznać się z analizą skutków zastosowania takiego rozwiązania.

Ponadto w Biuletynie zostały opublikowane informacje i komunikaty Prezesa URE, w tym m.in. stopa wolna od ryzyka w I kwartale 2016 r., średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży, średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, jednolite wykazy odbiorców przemysłowych, średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za 2015 r. i w IV kwartale 2015 r., średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji za 2015 r.

NR 2/2016

Drugi numer Biuletynu zawierał osiemnaste *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2015 r.*

Ważne miejsce w publikacji zajęła również próba oceny najważniejszych problemów sektora oraz zagadnienia i kwestie problemowe, które wymagają – według Prezesa URE – podjęcia działań, w tym czynności legislacyjnych, zmierzających do sprawnej i prawidłowej realizacji polskiej polityki energetycznej.

NR 3/2016

W trzecim wydaniu znalazły się informacje dotyczące nowej ustawy o efektywności energetycznej, która została uchwalona w efekcie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej z 25 października 2012 r. Ustawa zawiera szereg istotnych zmian w zakresie mechanizmu wspierania działań efektywności energetycznej, w tym: rezygnację z przetargów, uproszczenie procedur przyznawania białych certyfikatów, odchodzenie od opłaty zastępczej i audyty energetyczne.

Ponadto w Biuletynie ukazał się artykuł poświęcony wsparciu odbiorców wrażliwych energii i paliw gazowych poprzez dodatki energetyczne i ryczałt na zakup opału: komu przysługują, ich wysokości, procedury przyznania i wypłaty.

W numerze zostały zamieszczone także ważne dla sektora informacje i komunikaty Prezesa URE, w tym m.in.: stopa wolna od ryzyka w III kwartale 2016 r., średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży, wysokość zaktualizowanych na 2017 r. kwot kosztów osieroconych, korekty kosztów osieroconych oraz korekty kosztów na pokrycie kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2015 r., średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy, średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w II kwartale 2016 r. oraz informacje w sprawie zmian w obszarze koncesjonowania rynku paliwowo-energetycznego po 1 sierpnia 2016 r.

¹⁵¹⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1764.

Informacje i Komunikaty Prezesa URE

Istotną formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora, są Informacje i Komunikaty Prezesa URE. W 2016 r. Prezes URE wydał 72 Informacje i Komunikaty. Mają one na celu przekazanie ważnych informacji dla wszystkich uczestników rynków energii. W ubiegłym roku wśród Informacji Prezesa URE znalazły się m.in.: średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, wysokość stawki opłaty OZE na rok kalendarzowy 2017 czy komunikaty i informacje w sprawie aukcji OZE i Internetowej Platformy Aukcyjnej.

Wydarzenia branżowe

Konferencje, debaty i panele dyskusyjne jako ważny element polityki edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE

Konferencje i debaty są ważnym elementem polityki edukacyjno-informacyjnej oraz skuteczną formą kreowania i promocji wizerunku URE jako instytucji dbającej o prawidłowe funkcjonowanie rynku i popularyzację wiedzy na temat rynku i praw odbiorcy. W 2016 r. do urzędu wpłynęło ponad trzysta zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe. Ponad sto z nich odbyło się z udziałem Prezesa URE lub jego przedstawicieli.

Konferencje i spotkania poświęcono m.in. bezpieczeństwu energetycznemu, rozwojowi OZE

w Polsce, liberalizacji rynku energii i paliw gazowych, wspólnej polityce energetycznej Unii Europejskiej.

Na wydarzeniach branżowych z udziałem URE poruszono m.in. następujące zagadnienia:

- regulacje dla sektora energetyczno-ciepłowniczego (XVI Ogólnopolski Kongres Energetyczno-Ciepłowniczy POWERPOL, 27–28.01.2016 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu),
- innowacyjny rozwój cyfryzacji wszystkich sektorów gospodarki (VIII Forum Gospodarcze TIME, 29.02.2016 r., organizator: Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji),
- priorytetowe kierunki rozwoju gospodarczego (XXIII Konferencja EuroPOWER, 13–14.04.2016 r., organizator: MM Conferences),
- rynek energii elektrycznej i gazu – uwarunkowania dalszego rozwoju (IV Ogólnopolski Szczyt Energetyczny 2016, 20–21.04.2016 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu),
- bezpieczeństwo energetyczne, perspektywy rozwoju OZE w Polsce (VIII Europejski Kongres Gospodarczy, 18–20.05.2016 r., organizator: Grupa PTWP S.A.),
- wspólna polityka energetyczna Unii Europejskiej (XIII Kongres Nowego Przemysłu, 19–20.10.2016 r., organizator: Grupa PTWP S.A.),
- rynek energii elektrycznej w Polsce (XXIV Konferencja EuroPOWER, 9–10.11.2016 r., organizator: MM Conferences),
- konkurencyjna gospodarka, innowacyjność (II Ogólnopolski Szczyt Gospodarczy OSG 2016, 5.12.2016 r., organizator: Europejskie Centrum Biznesu).

Patronaty Honorowe

Poparcie regulatora dla wielu inicjatyw znalazło wyraz m.in. w liczbie Patronatów Honorowych, których w 2016 r. przyznano ponad 40.

Podobnie jak w latach ubiegłych główne obszary tematyczne tych wydarzeń skupione były m.in. wokół zagadnień takich jak:

- bezpieczeństwo energetyczne,
- polityka energetyczna Polski i Unii Europejskiej,
- efektywność energetyczna,
- innowacyjny rozwój cyfryzacji wszystkich sektorów gospodarki,
- rozwój OZE,
- prawa odbiorcy na rynku energii.

Pełna lista inicjatyw odbywających się pod Patronatem Honorowym Prezesa URE w 2016 r. znajduje się na stronie www.ure.gov.pl w zakładce Patronaty -> Przedsięwzięcia objęte patronatem.

Patronatem zostały objęte m.in.:

- kongresy, fora, panele dyskusyjne m.in. VIII Forum Gospodarcze TIME, Forum Nowa Energia, X Forum Nowej Gospodarki, Panel dyskusyjny „Przyszłość energetyczna Polski”, V Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego,
- konferencje, np. XXIII Konferencja Energetyczna EuroPOWER, Ogólnopolska konferencja naukowa „Polityka energetyczna Unii Europejskiej – filary i perspektywa rozwoju”, XIV Międzynarodowa Konferencja i Wystawa Nafta-Gaz-Chemia 2016,
- konkursy i projekty adresowane do uczniów i studentów, takie jak: XII Letnie Praktyki Badawcze, International Student Petroleum Congress and

Career Expo „East meets West” czy III Ogólnopolski Konkurs i Konferencja „Prawo z energią”,

- kampanie edukacyjno-informacyjne, np. Kampania Edukacyjno-Informacyjna w zakresie świadomego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej.

Wśród wydarzeń objętych Honorowym Patronatem Prezesa URE znalazły się również debaty, sympozja i seminaria.

Społeczna odpowiedzialność biznesu czyli CSR w URE

Społeczna Odpowiedzialność Przedsiębiorstw

Od lat Prezes URE uczestniczy w różnorodnych formach w pracach administracji rządowej i pozarządowej dotyczącej społecznej odpowiedzialności biznesu, skupiając się na działalności przedsiębiorstw energetycznych. W 2016 r. prace były prowadzone w ramach nowo powołanego Zespołu ds. Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw, z udziałem Prezesa URE, który jest reprezentowany przez wyznaczonego przedstawiciela. Do najważniejszych prac należało m.in. konsultowanie projektu ustawy o zmianie ustawy o rachunkowości zawierający postanowienia dotyczące implementacji dyrektywy 2014/95/UE dotyczącej ujawniania danych pozafinansowych.

Pod koniec 2016 r. w efekcie prac Zespołu ds. Zrównoważonego Rozwoju i Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw, organu pomocniczego Ministra Rozwoju i Finansów, na posiedzeniu 6 grudnia 2016 r. powołano m.in. Grupę roboczą

ds. edukacji i popularyzacji CSR, w skład której wchodzi przedstawiciel Prezesa URE.

Panele interesariuszy przedsiębiorstw energetycznych z udziałem URE

Przedstawiciel Prezesa URE uczestniczył, tak jak i w poprzednim roku, w spotkaniach organizowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, które miały za zadanie określenie i opisanie najważniejszych elementów niezbędnych w rocznych raportach Zrównoważonego Rozwoju czy też Społecznych tych firm (np. firmy AURON Polska Energia S.A. czy PSE S.A.).

W sprawozdaniach rocznych firm energetycznych umieszczano wypowiedzi Prezesa URE.

Współpraca z pozostałymi regulatorami w zakresie przeciwdziałania kradzieży i dewastacji infrastruktury

Przedstawiciel urzędu w imieniu Prezesa URE uczestniczył kolejny rok (na mocy Porozumienia z 2013 r.) w comiesięcznych pracach Komitetu Sterującego, pod przewodnictwem UKE.

Udział Prezesa URE w Zespołach resortowych i międzyresortowych

W 2016 r. Prezes URE osobiście lub poprzez przedstawiciela urzędu uczestniczył w następujących Zespołach:

- Komitecie Konsultacyjnym utworzonym na mocy ustawy z 24 lipca 2015 r. o kontroli niektórych inwestycji,

- Zespole Trójstronnym ds. Branży Energetycznej utworzonym na mocy ustawy z 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego,
- Zespole ds. Społecznej Odpowiedzialności Przedsiębiorstw powołanym na mocy rozporządzenia Ministra Rozwoju z 11 kwietnia 2016 r. jako organ pomocniczy Ministra Rozwoju,
- Zespole ds. Transformacji Przemysłowej powołanym na mocy zarządzenia nr 25 Ministra Rozwoju z 30 czerwca 2016 r.

Działania na rzecz liberalizacji rynku energii i gazu

W 2016 r. Prezes URE wypełniając ustawowo określony obowiązek monitorowania funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego realizował działalność informacyjno-edukacyjną w tym zakresie, czego wyrazem były m.in. publikowane oraz ogólnodostępne na stronach internetowych URE materiały i dokumenty (m.in. monitoring zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i gazu, informacje o obrocie gazem ziemnym i jego przesyle).

Promowanie działań na rzecz edukacji odbiorcy

Akcja „Zgłoś złe praktyki”

W celu monitorowania pojawiających się nieprawidłowości i złych praktyk w działaniach sprze-

dawców energii i paliw gazowych, Prezes URE udostępnił konsumentom specjalny formularz zgłoszeń, za pośrednictwem którego mogą informować o wszelkich nieprawidłowościach związanych ze standardami jakościowymi obsługi lub nieuczciwymi praktykami rynkowymi.

Informacje nadesłane za pośrednictwem formularza zgłoszeń pozwalają Prezesowi URE na identyfikację problemów i nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynków energii i gazu.

- [Udział akcji organizowanej przez UOKiK „Przed wakacjami – co warto wiedzieć?”](#)

W 2016 r., podobnie jak w latach ubiegłych, urząd przyłączył się do siódmej edycji akcji „Przed wakacjami – co warto wiedzieć?”, organizowanej przez UOKiK. W akcji wzięło udział 40 instytucji, które wspólnie informowały m.in. o bezpieczeństwie, prawach i obowiązkach przed urlopem wypoczynkowym. URE radził odbiorcom energii m.in. jak zmniejszyć zużycie energii elektrycznej, jak zabezpieczyć urządzenia na wypadek wyłączeń atmosferycznych czy jak ustrzec się przed nieuczciwymi sprzedawcami energii elektrycznej.



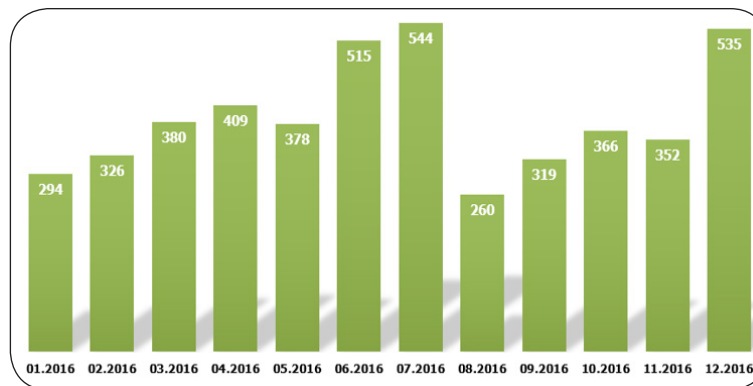
4. Współpraca ze środkami masowego przekazu

Podstawowym celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, a tym samym lepsze zrozumienie reguł działania rynków energii przez wszystkich uczestników. W celu zapewnienia

mediom i konsumentom rzetelnej i pełnej informacji, urząd aktywnie – wzorem lat ubiegłych współpracował z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi – kluczowymi pośrednikami w przekazie informacji bezpośrednio do odbiorców energii. W 2016 r. ukazało się ponad 30 tys. artykułów prasowych dotyczących szeroko pojętej elektroenergetyki (w tym m.in. energii cieplnej, gazu ziemnego, paliw i biopaliw ciekłych, energii słonecznej i wiatrowej czy energii atomowej), z czego ponad 4,6 tys. przekazów medialnych dotyczyło działalności Prezesa URE, a duża ich część powstała przy współpracy z URE.

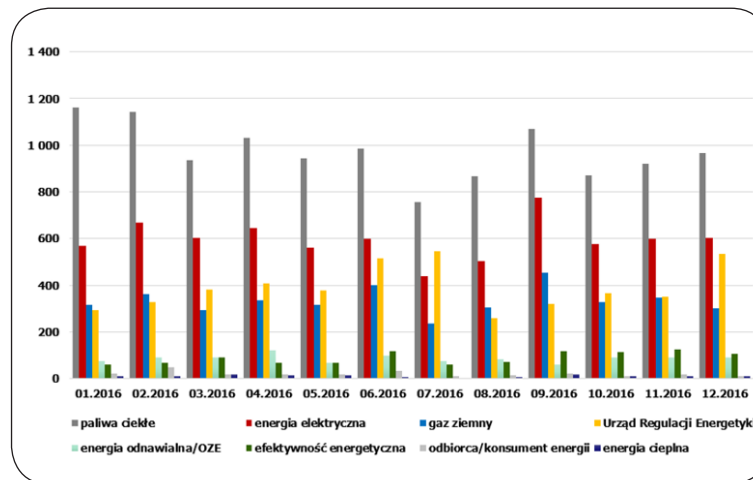
Urząd wydał blisko 200 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów ponad 900 odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku elektroenergetycznego oraz działań podejmowanych przez regulatora. Ponadto urząd rozpowszechniał wiedzę na temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego poprzez wywiady kierownictwa urzędu.

Rysunek 59. Liczba przekazów medialnych na temat URE w 2016 r.



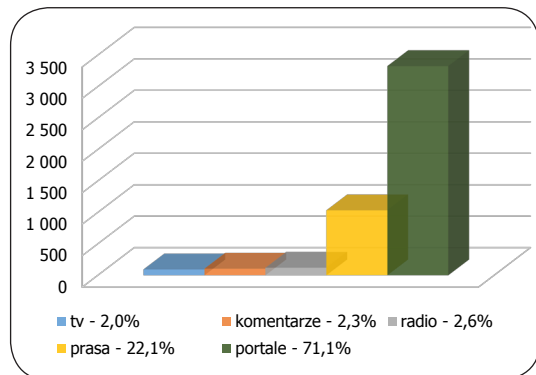
Źródło: URE na podstawie danych IMM.

Rysunek 60. Przekazy medialne w 2016 r. – podział tematyczny



Źródło: URE na podstawie danych IMM.

Rysunek 61. Przekazy medialne na temat URE w 2016 r. – udział procentowy



Źródło: URE na podstawie danych IMM.

Tematy dotyczące rynku energii, najczęściej poruszane w mediach w 2016 r.:

- taryfy na 2017 r., proces zatwierdzania taryf,
- pakiet paliwowy, wnioski o zmianę posiadanych koncesji na paliwa ciekłe,
- pierwsza aukcja OZE, potencjał krajowy OZE w liczbach, dane dotyczące mikroinstalacji,
- ustawa o polubownym rozwiązywaniu sporów konsumenckich,
- zmiana sprzedawcy energii elektrycznej i gazu,
- skargi na nieuczciwych sprzedawców energii,
- rynek mocy,
- uwolnienie rynku gazu,
- efektywność energetyczna.

www.ure.gov.pl

Część X. URE w liczbach – działalność regulacyjna URE i OT URE

Tabela 64. Działalność URE w zakresie koncesjonowania – liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw – stan na 31 grudnia 2016 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa*			
elektroenergetyka	gazownictwo	ciepłownictwo	paliwa ciekłe
1 659	204	428	7 730

* Dotyczy urzędu jako całości – wszyscy koncesjonariusze.

Tabela 65. Działalność OT URE w zakresie koncesjonowania – w 2016 r.

	Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2016 r.	w tym zwrot wniosku	Decyzje w sprawach koncesyjnych						Zawiadomienia kończące postępowania w sprawach koncesyjnych ogółem
			ogółem	udzielenie	zmiana	w tym:			
						cofnięcie, uchylenie lub wygaśnięcie	odmowa udzielenia, zmiany lub cofnięcia	umorzenie postępowania	
Koncesje	3 856	21	2 607	695	921	581	73	337	286
Promesy	373	3	218	164	37	0	0	17	26
Razem	4 229	24	2 825	859	958	581	73	354	312

Liczba złożonych wniosków przez przedsiębiorców ubiegających się o udzielenie koncesji w 2016 r. była znacznie niższa niż w 2015 r., w związku tym również liczba wydanych decyzji w zakresie działalności ciepłowniczej, zaopatrzenia w energię elektryczną i gaz, czy w zakresie obrotu paliwami ciekłymi w roku sprawozdawczym była niższa o 27%.

Tabela 66. Działalność OT URE na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – w 2016 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa	Decyzje o udzieleniu koncesji na działalność ciepłowniczą, zaopatrzenie w energię elektryczną i gaz				Decyzje w sprawie	
	ogółem	z tego:			zatwierdzenia taryfy* dla energii elektrycznej**, gazu i ciepła	zmian dotychczas stosowanych taryf na energię elektryczną, gaz i ciepło*
		na wytwarzanie	na przesyłanie i/lub dystrybucję	na obrót		
2 230	170	156	11	3	421	268

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryf (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).

** Obejmuje decyzje zwalniające z obowiązku przedkładania taryf w zakresie obrotu energią elektryczną dla grup innych niż G.

Tabela 67. Działalność OT URE na rynku paliw ciekłych – w 2016 r.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu paliwami ciekłymi	Wnioski w sprawach koncesji na obrót paliwami ciekłymi rozpatrywane w 2016 r.	Decyzje w sprawach koncesyjnych				
		ogółem	w tym:			
			udzielenie	zmiana	odmowa udzielenia	odmowa zmiany
7 715	2 876	1 648	527	467	71	2

Tabela 68. Efekty regulacyjne OT URE z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie – w 2016 r.

Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na ciepło	Wzrost opłat w taryfach na ciepło zatwierdzonych przez Prezesa URE
wnioskowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze	zatwierdzone w taryfach			
[tys. zł]		[%]		
8 644 972	8 453 854	191 118	1,58	-0,67

Tabela 69. Efekty regulacyjne OT URE z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej – w 2016 r.

Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną	Wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną zatwierdzonych przez Prezesa URE
wnioskowane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne	zatwierdzone w taryfach			
[tys. zł]		[%]		
263 845	255 358	8 487	1,82	-1,35

Tabela 70. Efekty regulacyjne OT URE z procesu zatwierdzania taryf dla gazu – w 2016 r.

Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach dla gazu	Wzrost opłat w taryfach dla gazu zatwierdzonych przez Prezesa URE
wnioskowane przez przedsiębiorstwa gazownicze	zatwierdzone w taryfach			
[tys. zł]		[%]		
169 332	161 169	8 163	-6,76	-12,54

Efekty regulacyjne prowadzonych w 2016 r. 421 postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła, energii elektrycznej czy gazu były znacząco wyższe (o 25 mln zł) niż w 2015 r., a opłaty dla odbiorców końcowych były niższe niż w roku porównawczym. W ciepłownictwie odnotowano w 2016 r. spadek cen i stawek opłat (w 2015 r. wzrost wynosił 2,25%, obecnie jest to spadek o 0,67%). W gazie nastąpiło kolejne obniżenie cen i stawek, tym razem o 12,54%, dla porównania w 2015 r. obniżka wynosiła 6,76%. W energii elektrycznej także nastąpiło obniżenie nowych cen i stawek opłat (o 1,35%) w stosunku do roku bazowego, tj. 2015 r., w którym odnotowano wzrost o 1,37%.

Tabela 71. Skargi i kary w OT URE – w 2016 r.

ogółem	Skargi				Nałożone kary	
	z tego dotyczące:				liczba	łączna wysokość [zł]
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych		
2 627	98	2 350	178	1	480	6 720 893

W 2016 r. do oddziałów terenowych URE wpłynęło 2,6 tys. skarg, co stanowi blisko 10% mniej niż w 2015 r. (2,9 tys. skarg) – największy odsetek tych spraw, bo aż 89%, tak jak w 2015 r., dotyczył problemów związanych z energią elektryczną.

W roku sprawozdawczym wzrosła i to znacznie liczba prowadzonych przez oddziały terenowe postępowań w zakresie wymierzania kar pieniężnych. Postępowania te zostały zakończone nałożeniem na przedsiębiorstwa energetycznej/przedsiębiorców 480 kar, co stanowi ponad trzykrotnie więcej wydanych decyzji niż w roku poprzednim, a ich wartość była wyższa o 43% w odniesieniu do 2015 r.

Tabela 72. Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania przez OT URE spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – w 2016 r.

Wnioski o wydanie decyzji	Decyzje					Wnioski o wydanie postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw	Postanowienia o podjęciu lub kontynuowaniu dostaw
	ogółem	z tego:					
		wstrzymanie dostaw	odmowa zawarcia umowy sprzedaży	odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci	odmowa zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji		
273	202	46	23	128	5	33	13

Większa świadomość odbiorców w zakresie dochodzenia swoich praw, skutkowałą złożeniem w 2016 r. porównywalnej do 2015 r. liczby wniosków o rozstrzygnięcie sporów na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 73. Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT URE *, ** – w 2016 r.

Działalność dotycząca monitorowania i kontroli w zakresie:					
przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej	stosowania taryf	sposobu prowadzenia ewidencji księgowej zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne i udostępniania sprawozdań finansowych	dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej	realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz ciepła	kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń
1 284	667	554	130	106	473

* Dotyczy wszelkich postępowań, w których OT dokonały czynności o charakterze monitoringu lub czynności kontrolnych.

** Wewnętrzna procedura kontroli wskazuje, że tylko kontrola, o której mowa w ustawie o swobodzie działalności gospodarczej może być traktowana jako postępowanie kontrolne. Działalność oddziałów terenowych URE w zakresie monitorowania i kontroli była w roku sprawozdawczym ilościowo porównywalna z 2015 r.

Tabela 74. Pozostała działalność OT URE – w 2016 r.

Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań				
ogółem	z tego dotyczące:			
	ciepła	energii elektrycznej	gazu	paliw ciekłych
5 027	640	2 633	59	1 695

Pozostała działalność oddziałów terenowych URE w 2016 r. była na zdecydowanie wyższym poziomie ilościowym niż w 2015 r. – nastąpił wzrost prowadzonych spraw o 25%.

Część XI. Uwagi końcowe

ELEKTROENERGETYKA

Cele Prezesa URE w zakresie funkcjonowania wspólnego rynku energii elektrycznej

W związku z sukcesywnym opracowywaniem i wchodzeniem w życie wytycznych oraz kodeksów sieciowych, przed organami regulacyjnymi UE stawiane są nowe wyzwania. Szereg warunków i zasad funkcjonowania zintegrowanego rynku energii elektrycznej wymagać będzie jednomyślnej decyzji wszystkich regulatorów lub regulatorów działających w ramach poszczególnych regionów. Niezbędne jest więc wypracowanie wspólnych procedur osiągnięcia porozumienia w ramach nowych form organizacji regulatorów. Brak efektywnego współdziałania może spowodować, że proces decyzyjny zostanie przekazany do ACER, która rozstrzygnie za regulatorów o akceptacji lub odrzuceniu określonych zasad. Z inicjatywy wszystkich regulatorów zostało utworzone Forum Organów Regulacyjnych (Energy Regulators' Forum – ERF), którego zadaniem będzie udzielanie konsultacji, moderacja współpracy oraz podjęcie kierunkowej decyzji w zakresie procesu osiągania porozumienia. Prezes URE będzie aktywnie uczestniczył w pracach Forum, tak aby mieć wpływ na wszystkie – płynące z nowych regulacji – istotne dla polskiego rynku decyzje.

W 2016 r. Prezes URE kontynuował działania zmierzające do rozwiązania problemu przepływów kołowych, które negatywnie wpływają m.in. na bezpieczeństwo polskiego systemu elektroenergetycznego. Zaangażowanie to dotyczyło implementacji Opinii ACER wydanej we wrześniu 2015 r. potwierdzającej niezgodność z prawem unijnym braku procedury alokacji na granicy niemiecko-austriackiej, a także występowania w roli interwenienta w postępowaniu przed Komisją odwoławczą ACER zainicjowanym z odwoławczym od tej opinii. Próba implementacji zaleceń Opinii a także brak porozumienia regulatorów w odniesieniu do kształtu CCR wskazała, że wspólne działanie regulatorów oraz operatorów w tym zakresie będzie wymagało szeregu uzgodnień w przyszłości – zarówno wynikających wprost z przepisów prawa, jak i podejmowanych woluntarystycznie. Prezes URE będzie angażował się we wszystkie działania w zakresie jego kompetencji zmierzające do rozwiązania sytuacji przepływów kołowych i tym samym do poprawy bezpieczeństwa polskiego systemu elektroenergetycznego.

Konieczność prowadzenia działań ukierunkowanych na ochronę odbiorców z uwagi na skargi dotyczące działań przedsiębiorstw energetycznych

Biorąc pod uwagę wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy, który odzwierciedla dynamikę liberalizacji rynku, a także wzrastającą liczbę skarg na działalność sprzedawców energii elektrycznej i gazu, podjęto działania monitorują-

ce, mające na celu zdefiniowanie naruszeń i ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

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

GAZOWNICTWO

Instrukcje ruchu i eksploatacji sieci

Mając na uwadze rosnące znaczenie instalacji magazynowych oraz terminalu LNG na polskim rynku gazu, wskazane byłoby zwiększenie kontroli

Prezesa URE nad regulaminami określającymi zasady dostępu do tych instalacji. Wzorem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu należy nałożyć na operatorów tych instalacji obowiązek opracowania instrukcji określających zasady dostępu i eksploatacji tych instalacji, które powinny podlegać zatwierdzeniu decyzją administracyjną Prezesa URE. Dzięki wprowadzeniu powyższego obowiązku, byłaby możliwość kontroli realizacji zasady niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich, zasad przyłączania do instalacji oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi w ramach ww. systemów.

Obowiązek sprzedaży gazu na giełdzie (art. 49b ustawy – Prawo energetyczne)

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

Wzmocnienie pozycji odbiorcy końcowego na rynku gazu ziemnego

Obserwując zmiany uwarunkowań na detalicznym rynku gazu konieczne wydaje się wprowadzenie

nie uregulowań, które zapewnią większą ochronę interesów odbiorców końcowych na tym rynku, szczególnie po ustawowym uwolnieniu cen gazu ziemnego, które dla odbiorców komercyjnych nastąpi od 1 października 2017 r. Wśród tych uregulowań do najistotniejszych należą:

- wprowadzenie zasad sprzedaży rezerwowej, która następować będzie w sytuacji zaprzestania dostarczania paliw gazowych do odbiorcy końcowego przez wybranego sprzedawcę z powodów leżących po stronie tego sprzedawcy,
- ograniczenie możliwości odmowy alternatywnym sprzedawcom dostępu do sieci pionowo skonsolidowanych operatorów systemów dys-

trybucyjnych do sytuacji, gdy operator ten uzyskał uprzednio od Prezesa URE zwolnienie ze świadczenia usług dystrybucyjnych.

Podobnie jak wskazano w obszarze elektroenergetyki, konieczne są przepisy chroniące gospodarstwa domowe przed nieuczciwymi praktykami niektórych sprzedawców paliw gazowych, takie jak: zakaz sprzedaży „door to door”, wprowadzenie maksymalnego okresu, na jaki mogą być zawierane umowy dotyczące sprzedaży paliw gazowych do 24 miesięcy, lub uniemożliwienie sprzedawcom stosowania wysokich sankcji umownych za rozwiązanie umowy zawartej na czas określony, tj. przed terminem.



ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGI

Obowiązki informacyjne i sprawozdawcze wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacjach

Pomimo że na wytwórcach energii elektrycznej w mikroinstalacjach spoczywa obowiązek informacyjny i sprawozdawczy wynikający z art. 5 ustawy OZE, wielu wytwórców nie przekazało tych informacji. W związku z tym, zgodnie z art. 168 pkt 12 ww. ustawy podlegają oni karze pieniężnej. Wysokość kary jest ściśle określona przez art. 170 ust. 4 pkt 2 i wynosi 1 000 zł. Należy zwrócić uwagę, że w myśl art. 174 ust. 2 ustawy OZE Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary w sytuacji, jeżeli zakres naruszeń jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek, zanim Prezes URE powziął o tym wiadomość. Obydwie przesłanki muszą występować łącznie.

W związku z trwającymi pracami nad nowelizacją ustawy OZE rozważenia wymaga dokonanie także zmiany przepisu art. 170 ust. 4 pkt 1 tej ustawy poprzez wyłączenie z regulacji objętej tym przepisem przypadku nieprzedstawienia w terminie Prezesowi URE sprawozdań kwartalnych przez wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji (art. 168 pkt 11 ustawy OZE). Kara pieniężna w wysokości 10 tys. zł za opóźnienie w złożeniu kwartalnych sprawozdań wytwórców energii elektrycznej w małej instalacji, wydaje się karą nadmiernie represyjną. W przypadku wskazanej wy-

żej nieprawidłowości w prowadzonej działalności gospodarczej przez ww. podmioty wysokość kary pieniężnej powinna być miarkowana według ogólnych zasad określonych w art. 170 ust. 1 ustawy OZE. Utrzymanie dotychczasowych zapisów wydaje się przykładem za daleko posuniętej regulacji.

SKUTKI WPROWADZONYCH ZMIAN LEGISLACYJNYCH

W świetle zaistniałych w 2016 r. istotnych zmian ram prawno-regulacyjnych odnoszących się do tych dziedzin działalności gospodarczej, których regulacja należy do ustawowych obowiązków Prezesa URE, należy zwrócić uwagę na następujące kwestie:

- **brak konsultowania projektów aktów prawnych**

W 2016 r. zauważalna była tendencja do przyjmowania aktów prawnych bez ich konsultowania nie tylko w trybie konsultacji publicznych, lecz również z pominięciem uzgodnień międzyresortowych lub konsultacji co najmniej z organami, które będą odpowiadać za stosowanie wprowadzanych przepisów. Taka sytuacja miała miejsce w przypadku dokonanych w 2016 r. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, w szczególności w przypadku ustaw z 7 i 22 lipca 2016 r. Należy również zwrócić uwagę, że w przypadku niektórych regulacji tempo i skala wprowadzonych zmian skutkowały wprowadzeniem na rynkach regulowanych nadmiernego chaosu.

Skutkiem braku konsultacji oraz pośpiechu przy wprowadzaniu niektórych zmian była wadliwość i nieprecyzyjność części przepisów oraz ich niespójność z innymi obowiązującymi aktami prawnymi. W efekcie

regulacje przyjmowane w taki sposób musiały podlegać niezwłocznym modyfikacjom lub ustawodawca w niedługim czasie rezygnował z obowiązywania niektórych przepisów. Przykładów dostarcza w szczególności ustawa z 7 lipca 2016 r., która weszła w życie 2 sierpnia 2016 r., a wiele z jej zapisów zostało zmodyfikowanych lub uchylonych przez wchodzącą w życie dzień później ustawę z 22 lipca 2016 r. Także druga z wymienionych ustaw nie ustrzegła się licznych błędów i wymagała nowelizacji poprzez ustawę z 30 listopada 2016 r.

W tym kontekście zasadnym jest, aby przyszłe projekty podlegały szerszym konsultacjom a ich wprowadzaniu towarzyszył odpowiedni okres *vacatio legis*, którego brak czyni niemożliwym przygotowanie organu do realizacji zadań.

- **brak przekazania przewidzianych ustawą środków finansowych na realizację zadań Prezesa URE**

Pomimo, że w uzasadnieniu do ustawy z 22 lipca 2016 r. ustawodawca przewidział określoną pulę środków na realizację przez Prezesa URE zadań wynikających z tej ustawy, środki te nie zostały do URE przekazane w 2016 r. Dodać przy tym należy, że sama ustawa weszła w życie 2 września 2016 r., a w części nawet w dniu następującym po dniu ogłoszenia tj. 3 sierpnia 2016 r. Tak określone terminy obowiązywania niektórych przepisów skutkujących nałożeniem po stronie Prezesa URE całego katalogu nowych zadań, w połączeniu z brakiem środków finansowych na realizację tych zadań, powodują zaistnienie sytuacji, w której Prezes URE zostaje pozbawiony możliwości skutecznej i terminowej realizacji nałożonych na niego obowiązków.

