



# Raport Krajowy

*Prezesa*

*Urzędu Regulacji Energetyki*

**- 2019 -**

Lipiec 2019



# Spis treści

<b>Wykaz skrótów używanych w tekście raportu .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Słowo wstępne .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i gazu .....</b>	<b>9</b>
<b>3. Rynek energii elektrycznej .....</b>	<b>12</b>
3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych .....	12
3.1.1. Unbundling .....	12
3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu .....	14
3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych .....	18
3.1.4. Kwestie transgraniczne .....	18
3.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym .....	21
3.2. Promowanie konkurencji .....	25
3.2.1. Rynek hurtowy .....	25
3.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	29
3.2.2. Rynek detaliczny .....	33
3.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	34
3.2.2.2. Rekomendacje dotyczące cen dostaw i prowadzenie dochodzeń oraz podejmowanie środków na rzecz wspierania skutecznej konkurencji .....	35
3.3. Bezpieczeństwo dostaw .....	38
3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu .....	38
3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze .....	45
3.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców .....	49
<b>4. Rynek gazu ziemnego .....</b>	<b>50</b>
4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych .....	50
4.1.1. Unbundling .....	50
4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu .....	52
4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych oraz za usługi świadczone w instalacji LNG .....	64
4.1.4. Kwestie transgraniczne .....	67
4.1.5. Przestrzeganie i wdrażanie przepisów unijnych na poziomie krajowym .....	74
4.2. Promowanie konkurencji .....	77
4.2.1. Rynek hurtowy .....	77
4.2.1.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	77
4.2.2. Rynek detaliczny .....	80
4.2.2.1. Monitorowanie cen, transparentność rynku oraz poziom otwartości na konkurencję .....	80
4.3. Bezpieczeństwo dostaw .....	84
4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu .....	84
4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy .....	85
4.3.3. Środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców .....	86
<b>5. Ochrona konsumentów oraz rozstrzyganie sporów w sektorach energii elektrycznej i gazu ...</b>	<b>87</b>
5.1. Ochrona konsumentów .....	87
5.2. Rozstrzyganie sporów .....	89



## Wykaz skrótów używanych w tekście raportu

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – 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 211 z 14.08.2009, s. 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 211 z 14.08.2009, s. 94)
ENTSO-E	<i>The European Network of Transmission System Operators for electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej
ENTSO-G	<i>The European Network of Transmission System Operators for gas</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych gazu
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
Prezes UOKiK	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
rozporządzenie 347/2013	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylające decyzję nr 1364/2006/WE oraz zmieniające rozporządzenia (WE) nr 713/2009, (WE) nr 714/2009 i (WE) nr 715/2009 (Dz. U. UE L 115 z 25.04.2013, s. 39)
rozporządzenie 713/2009	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 211 z 14.08.2009, s. 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 211 z 14.08.2009, s.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 211 z 14.08.2009, s. 36 z późn. zm.)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 326 z 08.12.2011, s. 1)
rozporządzenie BAL NC	rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. U. UE L 91 z 27.03.2014, s. 15)
rozporządzenie CAM NC	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (Dz. U. UE L 72 z 17.03.2017, s. 1)
rozporządzenie TAR NC	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72 z 17.03.2017, s. 29)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa 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 – Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 z późn. zm.)
ustawa o rynku mocy	ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9 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 2018 r. poz. 1323)

# 1. SŁOWO WSTĘPNE

Raport Krajowy Prezesa URE zawiera opis stanu rynku energii w 2018 r. oraz głównych zmian w stosunku do lat poprzednich. W raporcie zawarty został również opis kroków i działań, jakie zostały podjęte przez polskiego regulatora na rzecz rozwoju konkurencji, równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców energii oraz integracji polskiego rynku gazu i energii elektrycznej.

Jednym z najważniejszych tematów na polskim rynku energii w 2018 r. były wysokie ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym. W związku z podejrzeniami, że wzrost ten może nie być wyłącznie wynikiem wzrostu cen węgla kamiennego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w 2018 r. regulator sięgnął po możliwości badania manipulacji na rynku w ramach rozporządzenia REMIT.

W 2018 r. kontynuowane były prace nad projektem Baltic Pipe. Na początku 2018 r. PGNiG S.A. i OGP Gaz-System S.A. podpisały umowę na świadczenie usługi przesyłu gazu z Norwegii do Polski przez Danię, a Prezes URE wydał skoordynowaną decyzję w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu. Projekt Baltic Pipe jest kluczową inwestycją, która zapewni bezpieczeństwo dostaw gazu do Polski oraz umożliwi transport gazu z Norwegii do Polski i Danii, a także na rynki w sąsiednich krajach.

Dokładny opis sytuacji na rynku energii elektrycznej i gazu w Polsce oraz działań podejmowanych przez polskiego Regulatora w 2018 r. został szczegółowo przedstawiony w niniejszym raporcie Krajowym Prezesa URE, przedkładanym Komisji Europejskiej i ACER. Tym samym Prezes URE wypełnia swój obowiązek sprawozdawczy, określony w prawie polskim i europejskim.







## 2. OPIS SYTUACJI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I GAZU

### Zmiany prawne i regulacyjne

Rok 2018 był pierwszym rokiem obowiązywania ustawy o rynku mocy. Ustawa z 8 grudnia 2017 r. ogłoszona została 3 stycznia 2018 r. i weszła w życie 18 stycznia 2018 r. Celem ustawy było zapewnienie średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju. Ustawa o rynku mocy całkowicie zmieniła dotychczasowe postrzeganie rynku energii elektrycznej, który dotychczas funkcjonował jako rynek jednotowarowy, wprowadzając regulacje tzw. rynku dwutowarowego tj. rynku energii i rynku mocy.

Z początkiem 2018 r. weszła w życie ustawa z 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Przepisy tej ustawy nałożyły nowe obowiązki na przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie zapewnienia dostępu do stacji ładowania pojazdów oraz budowy stacji gazu ziemnego, powierzając Prezesowi URE uprawnienia do wymierzania kar pieniężnych w przypadku braku ich realizacji. Ustawa ta określiła m.in. zasady rozwoju i funkcjonowania infrastruktury służącej do wykorzystania paliw alternatywnych w transporcie, w tym wymagania techniczne, jakie ma spełniać ta infrastruktura. Ponadto nałożyła na podmioty publiczne obowiązki w zakresie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, a także wskazała warunki funkcjonowania stref czystego transportu. Określiła również krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych oraz sposób ich realizacji. Ustawa ta rozszerzyła zakres kompetencji Prezesa URE o nowe obowiązki w zakresie:

- wyznaczania w drodze decyzji operatorów ogólnodostępnej stacji ładowania,
- uzgadniania programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji,
- gromadzenia informacji o planach budowy ogólnodostępnych stacji ładowania,
- wymierzania kar pieniężnych za naruszenie obowiązków określonych ustawą.

W 2018 r. została przygotowana zmiana rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Było to związane z koniecznością zachowania ciągłości dostaw paliw gazowych do odbiorców, w związku z nagłym i nieprzewidzianym zaprzestaniem działalności polegającej na sprzedaży paliwa gazowego i energii elektrycznej przez dwie spółki obrotu we wrześniu 2018 r. Przed groźbą wstrzymania dostaw paliwa gazowego bądź uznania dostarczania paliwa gazowego jako nielegalny pobór znalazło się wówczas 55 730 odbiorców paliw gazowych, w tym 53 581 odbiorców w gospodarstwach domowych. Przyjęte rozwiązanie określiło zasady sprzedaży awaryjnej paliw gazowych przez sprzedawcę awaryjnego tj. przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, do którego wniesiono na pokrycie kapitału zakładowego wkład niepieniężny, o którym mowa w art. 5b<sup>1</sup> ustawy – Prawo energetyczne lub przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 lub 4 ustawy.

Z uwagi na szybką potrzebę wdrożenia mechanizmu sprzedaży awaryjnej ustalono wejście w życie wyżej opisanych zmian w dniu następnym po ogłoszeniu rozporządzenia. Dodatkowo rozporządzenie przewiduje możliwość jego stosowania, jeżeli sprzedawca zaprzestanie dostarczania paliw gazowych z powodów leżących po jego stronie jeszcze przed dniem wejścia w życie rozporządzenia.

Niezależnie od postanowień ww. rozporządzenia, w 2018 r. zostały opracowane i wdrożone w sposób kompleksowy postanowienia dotyczące sprzedaży rezerwowej w ustawie o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z 9 listopada 2018 r. W postanowieniach ustawy kompleksowo uregulowano instytucję sprzedaży rezerwowej. Osobno został również uregulowany tryb szczególny uruchomienia sprzedaży rezerwowej przewidziany dla odbiorców w gospodarstwach domowych. Postanowienia ww. nowelizacji obowiązują w części od 18 grudnia 2018 r.

W związku z występującymi w 2018 r. dynamicznymi wzrostami cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, w celu stabilizacji obciążeń finansowych odbiorców energii elektrycznej w 2019 r. ustawodawca, ustawą z 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, wprowadził m.in. obowiązek po stronie przedsiębiorstw energetycznych wykonujących

działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną określania w 2019 r. cen za energią elektryczną dla odbiorców końcowych w wysokości cen stosowanych 31 grudnia 2018 r. (w przypadku taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE) lub nie wyższych niż stosowane 30 czerwca 2018 r. (w przypadku cen nie podlegających zatwierdzeniu przez Prezesa URE). Przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną zostały zobowiązane do uwzględnienia ww. cen w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi za okres od 1 stycznia 2019 r. oraz zostały zobowiązane do zmiany umów sprzedaży lub umów kompleksowych w tym zakresie.

## Rynek energii elektrycznej

### Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2018 r. wyniósł 165 214 GWh i był niższy od wolumenu za poprzedni rok o ok. 0,4%. Natomiast krajowe zużycie energii elektrycznej brutto (170 932 GWh) w tym roku zwiększyło się o ok. 1,7% w porównaniu z 2017 r. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2018 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2017 r. Zdecydowana większość wytwarzania (80%) oparta jest na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. W 2018 r. spadł udział produkcji ze źródeł wiatrowych i innych odnawialnych źródeł energii. Wzrósł natomiast udział energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach gazowych.

W 2018 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 45 939 MW, a moc osiągalna – 45 650 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,8% oraz o 5,4% w stosunku do 2017 r.<sup>1)</sup> Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 322,7 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 447,6 MW, co oznacza wzrost odpowiednio o: 1,5% i 0,8% w stosunku do 2017 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2018 r. wyniosła 66,1% (spadek o 1,2 punktu procentowego w stosunku do 2017 r.)<sup>2)</sup>.

Liczba i struktura podmiotów sektora elektroenergetycznego nie uległa zasadniczym zmianom. Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2018 r., który wyniósł 42,9%<sup>3)</sup>, utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (spadek o 0,6 punktu procentowego względem poprzedniego roku). Grupa ta po przejęciu spółek energetycznych grupy EDF stała się również liderem na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych, tym samym TAURON Polska Energia S.A., która przez wiele lat miała największy udział, uplasowała się na drugim miejscu w tym obszarze.

Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali prawie za 70% produkcji energii elektrycznej w kraju.

### Rynek detaliczny

W 2018 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 5 dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej (OSDp) i którzy mają obowiązek oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (unbundling). Ponadto, w 2018 r. działało 171 przedsiębiorstw wyznaczonych na OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku unbundlingu.

W 2018 r. działało 5 sprzedawców z urzędu, oraz w zależności od obszaru 5 „dużych” operatorów systemów dystrybucyjnych od 123 do 169 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym sprzedawców działających na rynku gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działało także 171 sprzedawców funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSDn.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się odbiorcy końcowi. Jest ich niewiele ponad 17,6 mln, z czego 90,8% (16 mln) to odbiorcy z grupy taryfowej G, w tym

<sup>1)</sup> Wg stanu na 31 grudnia 2017 r. i 31 grudnia 2018 r., dane PSE S.A.

<sup>2)</sup> Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego, dane PSE S.A.

<sup>3)</sup> Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia 2018 r.

w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 15,1 mln), którzy dokonują zakupu energii w celu jej zużycia w gospodarstwie domowym. Pozostała grupa odbiorców końcowych to odbiorcy należący do grup taryfowych A, B i C. Grupy A i B stanowią odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia i są to tzw. odbiorcy przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

Pomiędzy IV kwartałem 2017 r. a IV kwartałem 2018 r. ceny za energię elektryczną wzrosły dla wszystkich grup taryfowych. Największy wzrost cen energii elektrycznej nastąpił dla odbiorców z grupy taryfowej A – o 14,8%, a najmniejszy dla odbiorców z grupy taryfowej G oraz odbiorców w gospodarstwach domowych – o 0,8%.

Opłaty dystrybucyjne w 2018 r. spadły dla wszystkich grup taryfowych za wyjątkiem odbiorców grupy taryfowej C. Największy spadek opłaty dystrybucyjnej nastąpił dla odbiorców w grupie taryfowej A – o 3,9%, a najmniejszy dla odbiorców w grupie taryfowej G – o 0,4%. Dla odbiorców z grupy taryfowej C opłata dystrybucyjna wzrosła o 0,3%.

## Rynek gazu

### Rynek hurtowy

Na koniec 2018 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 197 podmiotów wobec 200 na koniec 2017 r. Natomiast 102 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG pozyskały 97,1 TWh 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 najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy, lub też za pośrednictwem domów maklerskich. Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy.

W 2018 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 132 161 649 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 92,97 zł/MWh.

### Rynek detaliczny

Na koniec 2018 r. działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych wykonywało 55 operatorów systemów dystrybucyjnych, w tym jeden operator prawnie wydzielony (tj. PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG).

Całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła w 2018 r. 206 161 845 MWh. W porównaniu do 2017 r. nastąpił wzrost zużycia gazu, głównie przez odbiorców przemysłowych. Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG. Udział tych podmiotów wyniósł 82,08%, i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o ok. 2%. Pozostałe 17,92% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju.

## Ochrona konsumenta

W 2018 r. do działającego w URE Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 4 914 zgłoszeń. Spośród nich dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (52%) i gazowego (38%). Zgłoszenia i zapytania odbiorców koncentrowały się głównie wokół zagadnień związanych z: fakturowaniem (63,7%), warunkami umowy zawartej (14,6%), nieuczciwymi praktykami rynkowymi, przede wszystkim w kontekście zawierania umów w procesie zmiany sprzedawcy (11,5%), a także zgłoszeń związanych z ceną za energię elektryczną (5,2%) i obsługą odbiorców (5%).

W 2018 r. do URE wpłynęło ponad 5400 skarg odbiorców w gospodarstwach domowych na działania przedsiębiorstw energetycznych w zakresie energii elektrycznej i gazu. Wśród skarg odbiorców energii

elektrycznej wiodącym tematem były kwestie związane z wystawianiem rachunków/faktur oraz nieuczciwymi praktykami handlowymi. Odbiorcy poruszali także kwestie dotyczące umów i sprzedaży. Zdecydowana większość skarg odbiorców w gospodarstwach domowych w zakresie gazu również dotyczyła wystawiania rachunków i faktur.

W wyniku dokonanej analizy ilościowej i jakościowej skarg/zgłoszeń, zorganizowane zostały w URE spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych (9 spółek obrotu i 6 OSD), których celem było wspólne przeanalizowanie problematycznych obszarów i zastanowienie się nad środkami, jakie można podjąć w celu eliminacji niepożądanych zjawisk.

W 2018 r. Prezes URE podejmował liczne działania o charakterze informacyjnym skierowane do odbiorców w gospodarstwie domowym. W ramach tych działań Prezes URE opublikował na stronie internetowej URE informacje dotyczące powtarzających się lub istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych i energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców.

W drugiej połowie 2018 r. nasiliły się zastrzeżenia dotyczące nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw energetycznych w postaci zmian cen energii elektrycznej wbrew zapisom wiążących strony umów. Koniec roku zdominowały natomiast problemy z odzyskaniem nadpłat od przedsiębiorstw, które zaprzestały dostarczania energii elektrycznej do odbiorców oraz kwestie wysokości cen energii od sprzedawców rezerwowych. Zagadnienia te były o tyle trudne, że Prezes URE nie został wyposażony w żadne instrumenty do skutecznego rozwiązywania tego rodzaju problemów. Jedynymi działaniami możliwymi do podjęcia była działalność informacyjna. Odbiorcom wskazywano możliwe sposoby postępowania, w tym udostępniano im wzory zgłoszenia wierzytelności, których złożenie było warunkiem niezbędnym ubiegania się o zwrot nadpłaty od syndyka masy upadłości. Przy sprzedaży rezerwowej pouczano skarżących o możliwości dokonania wyboru sprzedawcy.

## **3. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

### **3.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych**

#### **3.1.1. Unbundling**

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. Uprawnienia Skarbu Państwa, wynikające z posiadania akcji PSE S.A., od 2015 r. wykonuje Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, na podstawie art. 12a ustawy – Prawo energetyczne (w związku z treścią rozporządzenia Rady Ministrów z 3 grudnia 2015 r. w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej).

Certyfikat spełniania kryteriów niezależności, określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne został przyznany 4 czerwca 2014 r. na okres do 31 grudnia 2030 r.

Spełnianie kryteriów niezależności oraz warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej i pełnienia funkcji OSP podlega monitoringowi i okresowemu badaniu. W 2018 r. nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu OSP.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD), funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym i obsługujący więcej niż 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców, mają obowiązek uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne). Na koniec 2018 r. na terenie kraju działalność w zakresie

dystrybucji energii elektrycznej wykonywało 176 OSD, wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 5 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 171 OSD nie podlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego.

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

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

## Programy Zgodności

Programy Zgodności są zatwierdzane przez Prezesa URE w przypadku pięciu największych OSD, którzy podlegają obowiązkowi uzyskania niezależności pod względem formy prawnej, organizacyjnej oraz podejmowania decyzji (art. 9d ustawy – Prawo energetyczne). Pozostali OSD nie mają obowiązku przedkładania ich do zatwierdzenia. Realizacja zatwierdzonych Programów Zgodności podlega kontroli Prezesa URE w oparciu o sprawozdania zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności, przesyłanych przez Inspektorów ds. Zgodności każdego roku do 31 marca.

Za monitorowanie realizacji Programów Zgodności odpowiadają Inspektorzy ds. zgodności powołani przez OSD. Ze względu na rozległość obszarów działalności, w większości przedsiębiorstw Inspektor ma do pomocy koordynatorów regionalnych, którzy podlegają mu merytorycznie, natomiast funkcjonalnie są podwładnymi dyrektorów oddziałów.

Wszyscy operatorzy opublikowali na swoich stronach internetowych Programy Zgodności. Pracownicy zostali przeszkoleni w zakresie Programu, mieli również możliwość zadawania pytań Inspektorowi odnośnie interpretacji poszczególnych postanowień Programu. Regułą jest, że nowi pracownicy są przeszkalani najpóźniej miesiąc od momentu zatrudnienia.

W ramach realizacji swoich zadań Inspektorzy ds. zgodności dokonywali m.in.:

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

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.

W 2018 r. Prezes URE nie prowadził żadnego postępowania w sprawie naruszenie Programu Zgodności.

W 2018 r. Prezes URE podjął prace nad aktualizacją Ramowych wytycznych do treści Programów zgodności. Do dyskusji zaproszeni zostali Inspektorzy ds. zgodności. Ostateczny kształt dokumentu został również skonsultowany z operatorami. W Wytycznych rozszerzeniu uległ zakres tematyczny, który powinien obejmować Program Zgodności (przykładowo: zarządzanie infrastrukturą sieciową i jej rozwojem – w tym obszarem ICT; zasady dzielenia się wiedzą z uczestnikami rynku, działania marketingowe i sponsoring operatora; funkcjonowanie operatora w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo; centralizacja lub outsourcing usług i zakupów operatora). Wskazano, że Programy Zgodności

powinny odnosić się również do bardziej ogólnych kwestii związanych z regułami prawidłowo przeprowadzonego unbundlingu (przykładowo kwestii związanych z niezależnością, z oddzielną marką, logo czy oddzielnymi siedzibami i odrębną obsługą klienta, gdzie pośrednio może ujawniać się dyskryminacja).

W 2019 r. Prezes URE oczekuje dostosowania przez operatorów Programów Zgodności do zaktualizowanych Wytycznych.

### 3.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

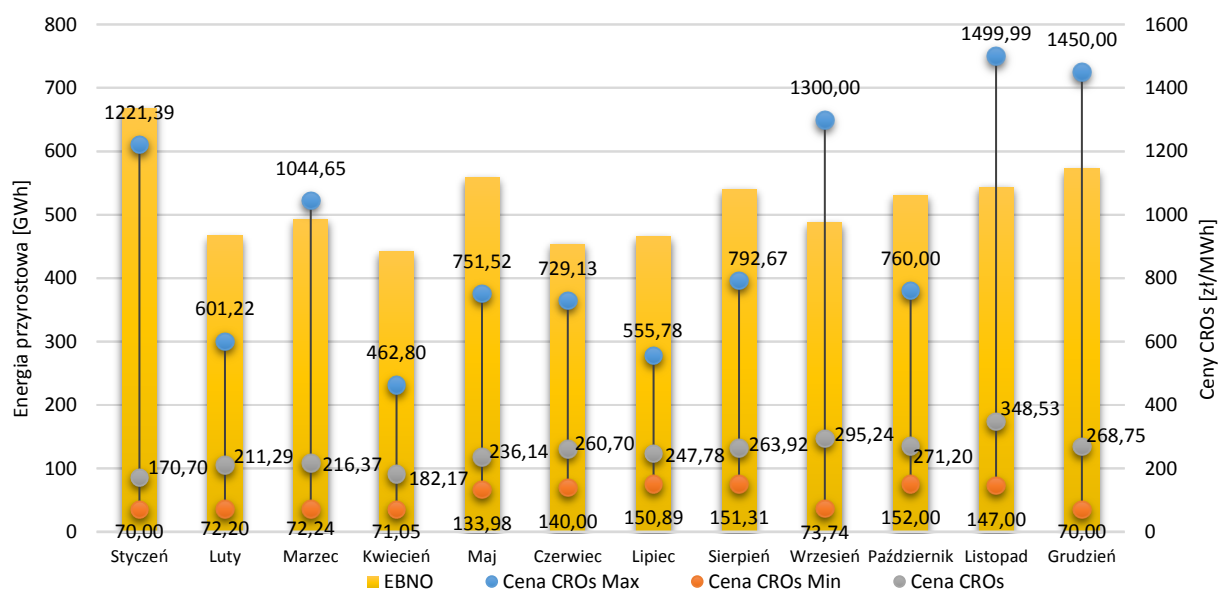
#### Usługi bilansowania systemu

Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rynek bilansujący – RB) zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej<sup>4)</sup>, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Na koniec 2018 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 125 podmiotów, w tym 21 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 8 odbiorców sieciowych, 80 przedsiębiorstw obrotu, 1 giełda energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 356 jednostek graficznych.

Poniżej na rys. 1 przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO (zakup z RB) oraz cenach rozliczeniowych niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2018 r.

Rysunek 1. Energia odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na Rynku Bilansującym (CROs) w 2018 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2018 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO wyniósł 6,22 TWh i był mniejszy o ok. 8% w porównaniu do roku poprzedniego. Stanowi to również ok. 4% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. W 2018 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej na rynek bilansujący EBND (sprzedaż na RB) wyniósł 9,51 TWh i był większy o 3,29 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z tego rynku (EBNO). Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od

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

462,80 zł/MWh do 1 499,99 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 149,83 zł/MWh do 199,84 zł/MWh.

Analiza wartości maksymalnej CRO na rynku bilansującym w poszczególnych miesiącach 2018 r. wskazuje, że w niektórych miesiącach wartość ta zbliża się do limitu cenowego 1 500 zł/MWh. Jest to uwarunkowane z reguły różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych i powtarzających się należy zaliczyć warunki atmosferyczne, wielkość zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym, poziom rezerw mocy w tym systemie oraz warunki rynkowe.

Zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego ilość energii dostarczonej na rynek bilansujący przez uczestników rynku jest taka sama jak ilość energii bilansującej odebranej przez uczestników rynku. W 2018 r. uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 17,04 TWh energii bilansującej nieplanowanej i planowanej łącznie (suma wolumenów energii dostarczonej i odebranej). W 2018 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku, przy czym wielkość przekontraktowania była większa niż w 2017 r. Koszty ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej przesyłowej wyniosły 554,15 mln zł w 2018 r., a w 2017 r. 407,3 mln zł.

Rozliczenia Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM) 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 2018 r. wyniosła 3 765, z czego dla 1 859 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej CRRM (42,58 zł/MWh). W godzinach tych rozliczona ORM była nie większa niż minimalna wymagana przez OSP wielkość godzinowa tej rezerwy równa 3 541,9 MW-h. Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2018 r. wyniosła 40,38 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 3 734,9 MW-h.

Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy w 2018 r. został wyznaczony poprzez równe rozłożenie, na wszystkie godziny szczytu zapotrzebowania, uzasadnionego kosztu pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy (UKOR), który wynikał z poziomu kosztów zakupu tej usługi, przyjętego do kalkulacji Taryfy PSE S.A. Stosownie do zasad pozyskiwania i rozliczania ORM niewydatkowane środki ORM zostaną skorygowane do wysokości uzasadnionego kosztu pozyskiwania ORM w 2018 r. w ramach korekty rozliczenia uzupełniającego rocznego.

Odnosząc się do udziału OSD w bilansowaniu systemu należy podkreślić, że rola operatorów systemów dystrybucyjnych ogranicza się głównie do działań związanych z zarządzaniem danymi pomiarowymi. W takim zakresie operatorzy systemów dystrybucyjnych współadministrują z Rynkiem Bilansującym. Zasady te są określone w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych i wpływają przede wszystkim na realizację zasady TPA. Ponadto operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do podejmowania działań na polecenie OSP, a zasady te zostały opisane przez OSP w IRiESP. Do najważniejszych zmian dokonanych w instrukcjach dystrybucyjnych tych operatorów w 2018 r. należy zaliczyć:

- wprowadzenie lub aktualizację standardowych profili zużycia wykorzystywanych w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW,
- modyfikację zapisów IRiESD związaną z wykorzystaniem liczników zdalnego odczytu jako przedpłatowych układów pomiarowo-rozliczeniowych, w tym przy wznawianiu dostarczania energii elektrycznej, oraz z konieczności uwzględnienia nowelizacji przepisów ustawy – Prawo energetyczne, a także ustawy ADR w przypadku dwóch IRiESD,
- wprowadzenie nowego mechanizmu wyznaczania bezwzględnej krzywej godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną w celu dokładniejszego planowania bezwzględnej krzywej dostaw energii w przypadku jednej IRiESD.

Należy również zwrócić uwagę na zmiany oddziałujące pośrednio na bilansowanie systemu wprowadzone do IRiESP i zatwierdzone w 2018 r. przez Prezesa URE, z których najważniejsze to:

- modyfikacja procesu certyfikowania Obiektów Redukcji (ORed) w związku ze świadczeniem usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP oraz nowego programu w ramach usługi DSR – Programu Bieżącego Uproszczonego, w którym przedmiotem rozliczeń jest wykorzystanie rezerwy interwencyjnej,
- modyfikacja zapisów IRiESP dotyczących funkcjonowania Rynku Bilansującego w zakresie związanym z działalnością Wyznaczonych Operatorów Rynku Energii Elektrycznej (NEMO) w taki sposób, aby umożliwić funkcjonowanie wielu NEMO w polskim obszarze rynkowym,
- zmiana limitów cen energii elektrycznej na RB stanowiących wypełnienie zobowiązania Polski wskazanego w decyzji notyfikacyjnej Komisji Europejskiej w sprawie wdrożenia w Polsce rynku mocy

z 7 lutego 2018 r.<sup>5)</sup> oraz modyfikacji mechanizmów RB w wyniku doświadczeń uzyskanych z ich funkcjonowania i rozwoju zasad RB przy uwzględnieniu uwarunkowań aktualnego modelu RB.

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

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na podstawie przepisu wynikającego z art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne, w oparciu o informacje z pracy KSE – opracowywane i przekazywane codziennie przez operatora systemu przesyłowego. Dodatkowo pozyskano informacje od pięciu największych przedsiębiorstw energetycznych w zakresie utrzymywania przez nie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV – w świetle spoczywającego na nich obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne. Zadanie to zostało sformułowane w sposób ramowy i nie obejmuje wszystkich działań, o których mowa w art. 4 dyrektywy 2009/72/WE.

W zakresie prowadzonego monitoringu bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci Prezes URE dokonuje ex post przeglądu danych pomiarowych z pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, dotyczących bilansu mocy dla wybranych przedziałów czasowych z każdej doby, a także zakresu działań podejmowanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego, wynikających z wykonania obowiązków tych operatorów mających umocowanie w przepisach prawodawstwa energetycznego. Dotyczą one w szczególności zapewnienia prawidłowej pracy sieci elektroenergetycznej według uzgodnionych z Prezesem URE zasad operowania, zatwierdzonych w ramach instrukcji ruchu i eksploatacji tych sieci.

## **Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania przyłączeń i napraw**

Operator sieci przesyłowej oraz operatorzy sieci dystrybucyjnych publikują na swoich stronach internetowych informacje na temat ciągłości dostaw energii elektrycznej przy użyciu wskaźników SAIDI, SAIFI dla przerw długich planowanych i nieplanowanych przy uwzględnieniu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych oraz wskaźnika MAIFI dla przerw krótkich. Weryfikacja publikowanych przez przedsiębiorstwa sieciowe informacji na temat jakości dostaw energii elektrycznej pozwoliła na ujednoczenie metodologii obliczania oraz sposobu zbierania danych jakościowych w poszczególnych przedsiębiorstwach sieciowych.

Rok 2018 był pierwszym rokiem nowego okresu regulacji (lata 2016-2020), w którym wprowadzono element regulacji jakościowej do kalkulacji taryf. Wdrożenie regulacji jakościowej wymagało m.in. określenia wskaźników efektywności (jakościowych). Oprócz SAIDI i SAIFI, określono również wskaźnik określający czas realizacji przyłączenia.

---

<sup>5)</sup> Decyzja Komisji Europejskiej z 7 lutego 2018 r. State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism (C(2018) 601 final), [http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/272253/272253\\_1977790\\_162\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf).



## Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie KSE w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W wyniku oddziaływania impulsów regulacyjnych, wynikających z liberalizacji rynku energii, przestrzegania wymogów środowiskowych przez sektor wytwarzania energii elektrycznej, poprawy efektywności energetycznej i oszczędności energii, rozwoju odnawialnych źródeł energii, rozwoju skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz niezawodności zasilania, bezpieczeństwo dostaw energii jest monitorowane i oceniane w ramach złożonego modelu, poprzez determinanty takie jak: zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdwersyfikowania zewnętrznych źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłania oraz dystrybucji paliw i energii. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa przez Prezesa URE, obejmuje pozyskiwanie oraz analizę informacji m.in. w ramach działań, z zakresu:

- bilansu mocy w KSE,
- stanu infrastruktury sieciowej oraz potrzeb inwestycyjnych OSP oraz OSD, w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych.

W 2018 r. w KSE nie wystąpiły istotne wydarzenia skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terenie kraju, wymagające ogłoszenia obowiązujących stopni zasilania mocą. W związku z powyższym, operator system przesyłowego elektroenergetycznego nie zgłaszał do Ministra Energii, na podstawie przepisów, o których mowa w art. 11c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, wniosku o konieczności wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 powołanej ustawy.

Wystąpiły natomiast pojedyncze przypadki wystąpienia awarii sieciowych o znacznych rozmiarach, zarówno w sieci OSP, jak i pięciu największych OSD, wynikłych z przyczyn technicznych oraz od nich niezależnych (nieprzewidywalne warunki atmosferyczne). Każdorazowo operatorzy usuwali skutki tych awarii z wykorzystaniem własnych służb dyspozytorskich. Prezes URE uzyskał informację na temat przyczyn zaistniałych awarii, ich zakresu oraz sposobu i czasu przywracania dostaw energii elektrycznej wraz z podaniem ilości niedostarczonej energii elektrycznej.

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

W 2018 r. do pięciu największych OSD oraz OSP złożono 31 687 szt. wniosków o przyłączenie OZE do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 6 399 MW, z czego w 2018 r. przyłączono 28 838 szt. tych instalacji o łącznej mocy przyłączeniowej 330 MW. Największy udział liczbowy wynoszący 99%, zarówno w odniesieniu do złożonych wniosków, jak i zrealizowanych przyłączy stanowiły źródła fotowoltaiczne. Źródła te miały również największy udział w łącznej mocy złożonych wniosków o przyłączenie wynoszący 56%, a także największy udział w łącznej mocy przyłączy oddanych do użytkowania w 2018 r., który wynosił 91%.

Na koniec 2018 r. liczba źródeł OZE oczekujących na przyłączenie do sieci operatorów elektroenergetycznych wynosiła 5 269 szt., o łącznej mocy przyłączeniowej wynoszącej 12 685 MW, z czego: elektrownie słoneczne stanowiły 4 415 szt. i 2 303 MW, a elektrownie wiatrowe stanowiły 543 szt. i 10 021 MW.

Powyższe dane uwzględniają mikroinstalacje przyłączane na zgłoszenie.

W 2018 r. nie nastąpiły zmiany w zakresie zasad dostępu OZE do sieci elektroenergetycznej oraz bilansowania w odniesieniu do roku ubiegłego. Szczegółowo informacje te zostały przedstawione w Raporcie za 2015 r.

### 3.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci elektroenergetycznych

Kalkulacja taryf przedsiębiorstw opiera się na jasno określonych zasadach, które w swoim założeniu eliminują subsydiowanie między działalnościami dystrybucji i obrotu. Zastosowana metoda regulacji dla największych OSD jest metodą „revenue cap z elementami regulacji bodźcowej (*incentive based regulation*) oraz, od 2016 r., również regulacji jakościowej. W 2015 r. zaktualizowany został model efektywności kosztowej oraz efektywności technicznej (straty sieciowe), wykorzystujący m.in. benchmarking. Model ten stanowił punkt wyjścia dla kolejnego okresu regulacji tj. 2016-2020. W taryfach na 2018 r. uwzględniono wykonanie wskaźników regulacji jakościowej w 2016 r.

### 3.1.4. Kwestie transgraniczne

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

W 2018 r. na połączeniach wzajemnych Polska – Szwecja 4 (SwePol Link) i Polska – Litwa (LitPol Link) w dalszym ciągu obowiązywały metody alokacji zdolności przesyłowych zatwierdzone przez Prezesa URE w 2015 r. – alokacja zdolności przesyłowych poprzez mechanizm łączenia rynków w przedziale czasowym dnia następnego. Wobec tego, że decyzje Prezesa URE z 17 maja 2017 r. wydane w odniesieniu do wymienionych granic obszarów rynkowych Polska – Szwecja 4<sup>6)</sup> oraz Polska – Litwa<sup>7)</sup> w 2018 r. pozostały w mocy, nie wydawano długoterminowych praw przesyłowych.

23 października 2018 r. Prezes URE wydał w porozumieniu z pozostałymi organami regulacyjnymi regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Baltic decyzję zatwierdzającą wspólną metodę skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w tym regionie<sup>8)</sup>, a 15 grudnia 2018 r. w porozumieniu z pozostałymi organami regulacyjnymi regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Hansa decyzję zatwierdzającą tożsamą metodę w tym regionie<sup>9)</sup> (obydwie zatwierdzone metody dotyczą wyznaczania zdolności przesyłowych w przedziałach czasowych dnia następnego i dnia bieżącego). Przedmiotowe decyzje mają zastosowanie odpowiednio do granicy obszarów rynkowych Polska – Litwa (przypisanej do regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Baltic) oraz do granicy obszarów rynkowych Polska – Szwecja 4 (przypisanej do regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Hansa). Zatwierdzone metody zakładają stosowanie podejścia opartego na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto, tj. metodzie wyznaczania zdolności przesyłowych opartej na zasadzie szacowania i definiowania *ex ante* maksymalnej wymiany energii między graniczącymi ze sobą obszarami rynkowymi. Oprócz tego zawierają m.in. metody wyznaczania danych wejściowych na potrzeby wyznaczania zdolności przesyłowych (tj. metodę wyznaczania marginesu niezawodności, metody wyznaczania granic bezpieczeństwa pracy, zdarzeń losowych i ograniczeń alokacji, metodę wyznaczania współczynników zmiany wytwarzania i metodę wyznaczania działań zaradczych), szczegółowy opis podejścia dotyczącego wyznaczania zdolności przesyłowych, metodę weryfikacji zdolności przesyłowych oraz procedury rezerwowe.

5 lipca 2018 r. Prezes URE w porozumieniu z organami regulacyjnymi regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core wydał decyzję zatwierdzającą zmianę regionalnego modelu długoterminowych praw przesyłowych dla tego regionu<sup>10)</sup>. Zmiana ta wynikała z wydania przez organy regulacyjne Czech i Słowacji oraz Austrii i Niemiec decyzji odnośnie obowiązku wydawania na granicach czesko-słowackiej oraz odpowiednio austriacko-niemieckiej długoterminowych praw przesyłowych.

W 2018 r. Prezes URE wraz z innymi organami regulacyjnymi z regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core (do którego przypisane są granice obszarów rynkowych Polska – Niemcy, Polska – Czechy oraz Polska – Słowacja) prowadził intensywne prace nad wspólną metodą skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w oparciu o podejście *flow-based* w tym regionie. Z uwagi na nieosiągnięcie przez organy regulacyjne tego regionu porozumienia, sprawa ta została przekazana do ACER, a Prezes URE umorzył postępowanie administracyjne.

<sup>6)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/8918/20170517NiewydawanieprzezPolskieSieciElektroenergetyczneSAdlugoterminowychprawpr.pdf>

<sup>7)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/8917/20170517NiewydawanieprzezPolskieSieciElektroenergetyczneSAdlugoterminowychprawpr.pdf>

<sup>8)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10303/20181023Zatwierdzeniewspolnejmetodywyznaczaniazdolnosciprzesylowych.pdf>

<sup>9)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10422/20181215Zatwierdzeniewspolnejmetodywyznaczaniazdolnosciprzesylowychwregioniewyzn.pdf>

<sup>10)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10069/20180705Zatwierdzeniezmiianyregionalnegomodeludlugoterminowychprawprzesylowych.pdf>

Niezależnie od powyższego, w 2018 r. zdolności przesyłowe na połączeniach synchronicznych były alokowane poprzez przetargi organizowane przez Joint Allocation Office S.A. (która zgodnie z decyzjami Prezesa URE i pozostałych organów regulacyjnych UE została ustanowiona wspólną platformą alokacji<sup>11)</sup>) na podstawie zatwierdzonego decyzją ACER z 2 października 2017 r. ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych<sup>12)</sup> (wraz z zatwierdzonymi w 2017 r. przez organy regulacyjne regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Core wymaganiami regionalnymi dla tego regionu w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji<sup>13)</sup>) oraz w przedziale czasowym dnia następnego. Alokacja zdolności przesyłowych w przedziale czasowym dnia bieżącego na tych połączeniach była prowadzona przez czeskiego OSP – ČEPS, a.s.

Oprócz powyższego, 29 maja 2018 r. Prezes URE zatwierdził zmianę warunków dotyczących alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce<sup>14)</sup>.

## **Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2018 r.**

Ostateczna wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2018 r. wyniosła 137 915 800 zł. Suma ta jest pomniejszona o kwoty zwrócone uczestnikom wymiany systemowej przez OSP, z uwagi na dokonanie przez tych uczestników zwrotu części nabytych przez nich rocznych i miesięcznych praw przesyłowych do alokowania w ramach aukcji dobowych oraz z uwagi na niezrealizowanie przez tych uczestników praw przesyłowych w aukcjach dobowych.

Powyższa suma zasili Fundusz Celowy utworzony poprzez przyjęcie Uchwałą Zarządu PSE S.A. 25 maja 2006 r. Regulaminu Funduszu Celowego. OSP przeznacza środki zgromadzone na Funduszu Celowym na utrzymywanie lub zwiększanie zdolności połączeń wzajemnych poprzez inwestycje w sieci, tj. zgodnie z celami określonymi w rozporządzeniu 714/2009. Realizacja tych inwestycji przyczyni się do zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych KSE z systemami przesyłowymi krajów członkowskich UE oraz spowoduje zwiększenie bezpieczeństwa pracy systemu krajowego w ramach połączonych systemów europejskich, w szczególności poprzez zwiększenie możliwości współpracy międzyoperatorskiej (np. możliwości korzystania z międzyoperatorskich środków zaradczych).

Projekty inwestycyjne związane z utrzymaniem i zwiększeniem zdolności przesyłowych na połączeniach wzajemnych KSE z systemami przesyłowymi krajów członkowskich UE określone zostały 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 okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2018 r. OSP wydatkował z Funduszu Celowego kwotę 75 300 000 zł.

## **Nieplanowe przepływy energii elektrycznej**

Występowanie przepływów nieplanowych na przestrzeni ostatnich lat skutkuje mniejszą dostępnością transgranicznych zdolności przesyłowych dla polskich uczestników rynku, szczególnie w kierunku importu. Jest to spowodowane m.in. trudnościami w prognozowaniu fizycznych przepływów transgranicznych wynikających z transakcji handlowych.

Ilość udostępnianych mocy przesyłowych na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja) w kierunku eksportu jest znacznie większa niż ma to miejsce w przypadku importu. Taka sytuacja jest podyktowana przede wszystkim istnieniem nieplanowych przepływów energii). Powodują one 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 81% oferowanych zdolności przesyłowych oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw – średnio 19% oferowanych zdolności przesyłowych. Podobnie, zdolności przesyłowe w kierunku

<sup>11)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9311/20171106ZatwierdzenieprzedlozonegoprzezPolskieSieciElektroenergetyczneSAwniosku.pdf>

<sup>12)</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2017%-20on%20HAR.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2017%-20on%20HAR.pdf) i [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Pages/ANNEXES\\_CCR\\_DECISION.aspx](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES_CCR_DECISION.aspx)

<sup>13)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9261/20171017WniosekPolskichSieciElektroenergetycznychSA.pdf>

<sup>14)</sup> <http://bip.ure.gov.pl/download/3/9960/Nr792514z30052018.pdf>

eksportu były udostępniane wyłącznie na aukcjach dobowych – średnio 63% oraz na aukcjach w dniu realizacji dostaw – średnio 37% oferowanych zdolności przesyłowych.

W 2018 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały redispatching dwustronny oraz redispatching wielostronny (MRA), przy czym w 2018 r., podobnie do 2017 r., nie było konieczności użycia MRA do zapewnienia bezpieczeństwa na przekroju Polska-Niemcy (kryterium N-1). Wolumen MRA występujący w wysokości 1,5 GWh jedynie w październiku 2018 r. wynikał z realizacji umów wielostronnych dotyczących środków zaradczych. Skala redispatchingu dwustronnego w 2018 r. była zbliżona do wolumenu w 2017 r. i znacząco mniejsza niż w okresie sprzed uruchomienia fizycznych przesuwników fazowych w stacji Mikułowa i wyłączenia linii Krajnik-Vierraden. Średniomiesięczny wolumen w 2018 r. wyniósł 1,01 GWh, przy czym zaobserwować można zwiększony wolumen:

- w okresie 2 lutego – 6 marca 2018 r. (5,16 GWh), z uwagi na planowe, sekwencyjne wyłączenie autotransformatorów AT1 / AT2 w stacji Mikułowa,
- w sierpniu 2018 r. (5,37 GWh), co było skutkiem koniecznych działań do likwidacji przeciążeń na niezmodernizowanych liniach 220 kV wychodzących ze stacji Vierreden przy pracy testowej połączenia Krajnik-Vierraden.

W pierwszej połowie 2018 r., trwające od 2016 r. tymczasowe wyłączenie linii Krajnik – Vierraden przyczyniło się do utrzymania bezpiecznej pracy sieci przesyłowych w Polsce i Niemczech, obniżając ilość fizycznych, niegrafikowych przepływów. Dopiero 2 sierpnia 2018 r. załączono do pracy testowej zmodernizowane połączenie Krajnik – Vierraden, które jest obecnie przystosowywane do pracy na napięciu 380/400 kV.

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

W ramach realizowanych zadań corocznie dokonywane są analizy wykonania wielkości planowanych, których wyniki wykorzystywane są w procesie uzgadniania kolejnych edycji planów rozwoju lub ich aktualizacji. Niniejsze analizy dokonywane są na podstawie corocznych sprawozdań z realizacji planu rozwoju, do których przedkładania przedsiębiorstwa są zobowiązane na podstawie art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne. Z przeprowadzonych analiz sprawozdań z wykonania planów rozwoju za 2018 r. wynika, że pięciu największych OSD oraz OSP łącznie zrealizowało mniejszy niż planowano poziom nakładów inwestycyjnych o 242,5 mln zł. OSP zrealizował nakłady inwestycyjne na niższym poziomie tj. w wysokości 1 810 mln zł, podczas gdy planowany do poniesienia poziom tych nakładów wynosił 2 162,5 mln zł. Pięciu największych OSD zrealizowało z nadwyżką nakłady inwestycyjne w wysokości 6 446 mln zł, przy czym planowany poziom wynosił 6 336 mln zł.

W 2018 r. został złożony projekt planu rozwoju PSE S.A. na lata 2018-2027. W trakcie procesu uzgadniania planu prowadzona była kontrola spójności planu rozwoju PSE S.A. z planem europejskim (TYNDP), opracowanym przez ENTSOE. Zidentyfikowane niespójności na bieżąco są wyjaśniane z OSP (zazwyczaj niespójności wynikają z niejednakowych terminów uaktualniania tych dokumentów). Postępowanie w sprawie uzgodnienia planu rozwoju PSE S.A. nie zostało ukończone w 2018 r.

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

Krajowy system elektroenergetyczny jest połączony z dwoma systemami elektroenergetycznymi państw, które nie są członkami UE – Białorusią i Ukrainą. W przypadku transgranicznego połączenia z Białorusią, PSE S.A. po uzgodnieniach na szczeblu ministerialnym, podjęły decyzję o likwidacji połączenia 220 kV Roś – Białystok na odcinku będącym własnością PSE S.A. W ramach prac likwidacyjnych podjęto działania nad pozyskaniem pozwoleń na prace demontażowe.

Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu explicit) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym. Wprowadzone przez polskiego OSP aukcje mają charakter jednostronny. Zdolności przesyłowe w kierunku importu do Polski, były udostępniane w maksymalnej wysokości 210 MW. Czasowe ograniczenia zdolności przesyłowych były spowodowane awaryjnymi włączeniami linii Zamość – Dobrotwór. Redukcja alokowanych zdolności

przesyłowych na połączeniu Polska – Ukraina wystąpiła od 22 czerwca 2018 r. godz. 18.00 do 25 czerwca 2018 r. godz. 19.00. Sumaryczna wielkość redukcji wyniosła 9 785 MWh.

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

#### **Przestrzeganie i wdrażanie przez organ regulacyjny wszelkich stosownych prawnie wiążących decyzji ACER i Komisji Europejskiej oraz wytycznych, o których mowa w dyrektywie 2009/72/WE lub rozporządzeniu 714/2009**

Zgodnie z art. 37 ust. 1 lit. d dyrektywy 2009/72/WE do obowiązków organów regulacyjnych należy przestrzeganie i wdrażanie wszystkich prawnie wiążących decyzji ACER oraz Komisji.

23 lutego 2018 r. ACER, na wniosek organów regulacyjnych UE (za wyjątkiem organów państw członkowskich położonych na wyspach, które nie są połączone z innymi systemami przesyłowymi za pomocą połączeń wzajemnych), wydała decyzję w przedmiocie przedłużenia organom regulacyjnym terminu na podjęcie decyzji odnośnie jednolitej metody wyceny międzyobszarowych zdolności przesyłowych dnia bieżącego<sup>15)</sup>. Mimo przedłużenia tego terminu, organy regulacyjne ostatecznie nie osiągnęły porozumienia i przekazały ACER kompetencję do wydania decyzji w tej sprawie.

16 kwietnia 2018 r. ACER, na wniosek organów regulacyjnych regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Hansa, wydała decyzję w przedmiocie przedłużenia organom regulacyjnym tego regionu terminu na podjęcie decyzji odnośnie wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w tym regionie<sup>16)</sup>. Ostatecznie organom regulacyjnym udało się osiągnąć porozumienie, w wyniku którego metoda ta została zatwierdzona, o czym była mowa powyżej.

28 sierpnia 2018 r. ACER, na wniosek organów regulacyjnych regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Baltic, wydała decyzję w przedmiocie przedłużenia organom regulacyjnym tego regionu terminu na podjęcie decyzji odnośnie wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych w tym regionie<sup>17)</sup>. Organom regulacyjnym udało się osiągnąć porozumienie w terminie przedłużonym przez ACER. W wyniku osiągniętego porozumienia metoda ta została zatwierdzona, o czym wspomniano powyżej.

W okresie objętym raportem Komisja nie wydała w stosunku do Prezesa URE żadnych prawnie wiążących decyzji.

### **Zgodność działań operatorów z postanowieniami prawa wspólnotowego**

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 oraz ACER.

#### **Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej**

Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2018 r. – wyniósł +5 788 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 3 093 GWh i zmniejszył się o ok. 33% w porównaniu do roku poprzedniego. Natomiast import energii elektrycznej w 2018 r. był głównie realizowany ze Szwecji, Litwy, Ukrainy oraz Czech i wyniósł łącznie 8 881 GWh (wzrost o ok. 27% w porównaniu do roku poprzedniego).

Jednocześnie należy zwrócić uwagę na utrzymującą się od wielu lat istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy,

<sup>15)</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2018%20on%20the%20IDCZCP%206%20months%20extension\\_Rectified.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2018%20on%20the%20IDCZCP%206%20months%20extension_Rectified.pdf)

<sup>16)</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2018%20on%20CCR%20Hansa%20extension.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2018%20on%20CCR%20Hansa%20extension.pdf)

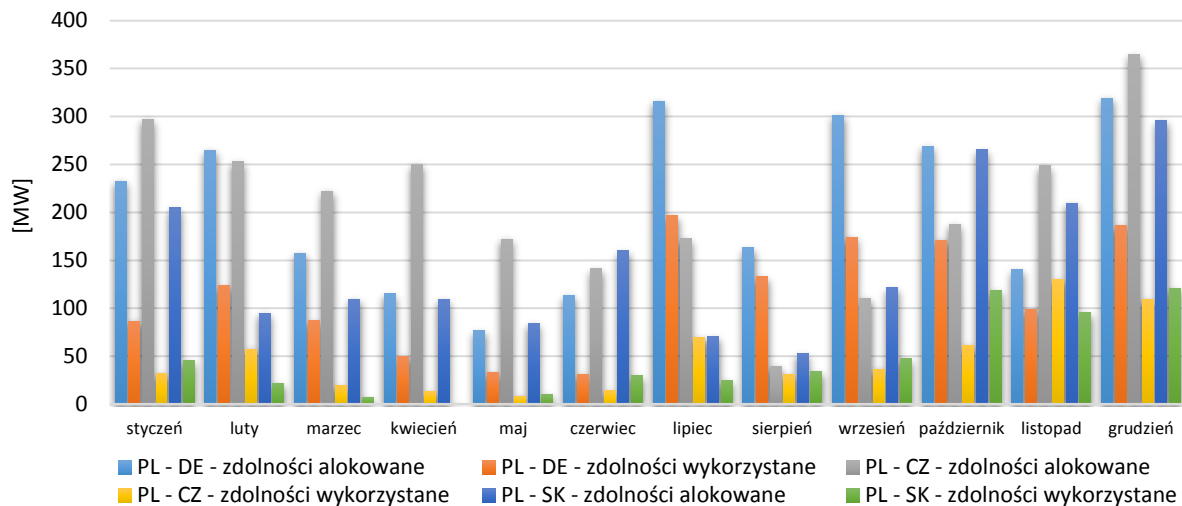
<sup>17)</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2009-2018%20on%20extension%20for%20Baltic%20CCM.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2009-2018%20on%20extension%20for%20Baltic%20CCM.pdf)

Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniając się do znacznego ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych uczestnikom na tych granicach.

W 2018 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 importu w horyzontach krótkoterminowych dobowych (day-ahead) oraz w dniu realizacji dostawy (intra-day).

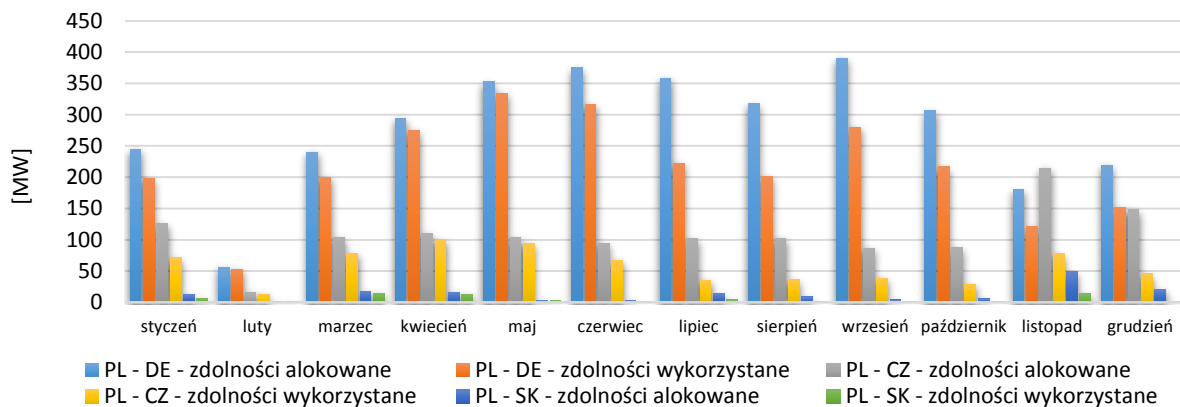
Na poniższych rysunkach przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych w 2018 r. – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

**Rysunek 2.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2018 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

**Rysunek 3.** Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, udostępnianych w skoordynowanych aukcjach, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2018 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

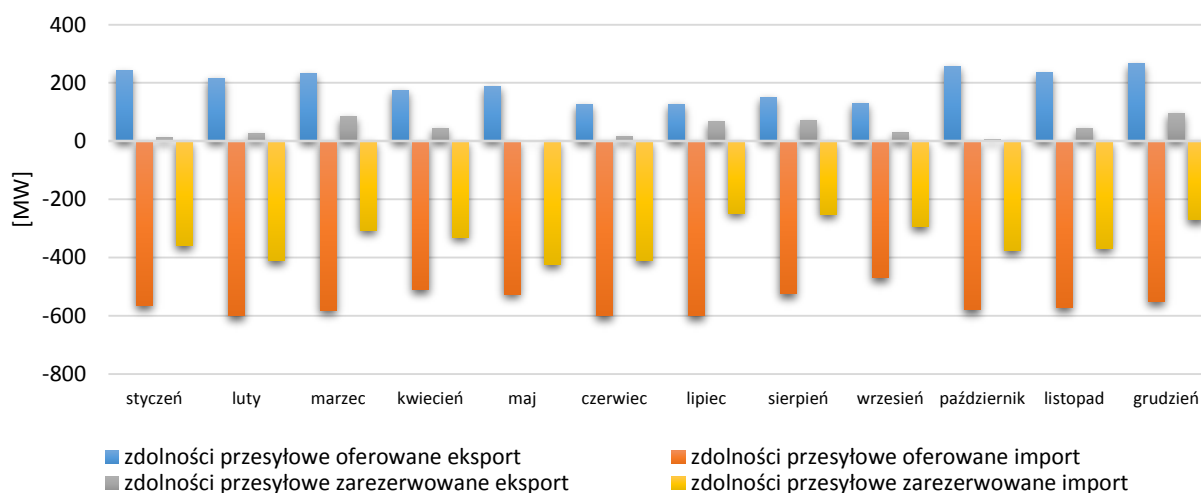
Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy, Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w skali całego 2018 r. nie wykazywali wyraźnych preferencji, choć w poszczególnych miesiącach te preferencje się zmieniały. Jednocześnie stopień wykorzystania alokowanych zdolności przesyłowych może świadczyć, że w największym stopniu były wykorzystywane moce przesyłowe alokowane do Niemiec. Natomiast w przypadku importu energii elektrycznej w 2018 r. dominowała alokacja i wykorzystanie na kierunkach z Niemiec i Czech. W szczególności, najwięcej oferowanych mocy przesyłowych zostało alokowanych z Niemiec, a następnie z Czech. Zróźnicowanie

ilości oferowanych i alokowanych mocy przesyłowych w 2018 r. w poszczególnych miesiącach w dużej mierze wynika z funkcjonowania fizycznych przesuwników fazowych i problemów z tym związanych. Fizyczne przesuwniki fazowe ograniczają negatywne skutki nieplanowych przepływów w celu zapewnienia bezpiecznej pracy sieci przesyłowej w KSE w układzie systemów połączonych.

Należy również zwrócić uwagę, że ilość udostępnianych mocy przesyłowych na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja) w kierunku eksportu jest znacznie większa niż ma to miejsce w przypadku importu, co jest spowodowane przede wszystkim istnieniem nieplanowych przepływów energii<sup>18)</sup>.

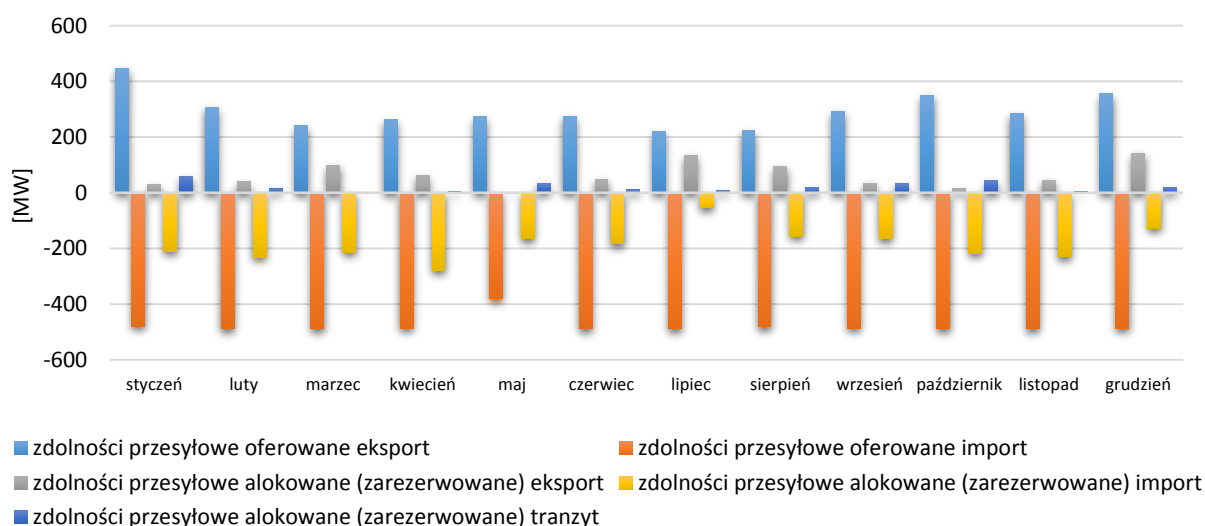
Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska – Szwecja oraz Polska – Litwa w 2018 r. była realizowana w trybie aukcji typu implicit w oparciu o mechanizm market coupling prowadzony przez TGE S.A. i Nord Pool AS. Na rysunkach poniżej przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w 2018 r.

Rysunek 4. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2018 r. na połączeniu Polska – Szwecja



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 5. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2018 r. na połączeniu Polska-Litwa



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

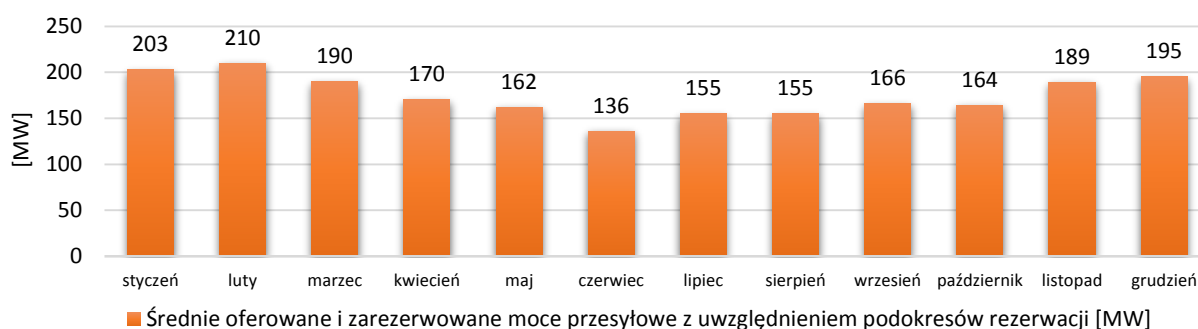
<sup>18)</sup> Więcej o tym zagadnieniu w pkt 3.1.4. Kwestie transgraniczne niniejszego raportu oraz w Sprawozdaniach z działalności Prezesa URE w 2015 r., 2016 r., 2017 r. oraz w 2018 r.

Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w 2018 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 znacznie częściej był realizowany eksport 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. Dodatkowo oferowano oraz alokowano zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę o wartości średniej ok. 21 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 210 MW. Czasowe ograniczenia zdolności przesyłowych były spowodowane awaryjnymi wyłączeniami linii.

Na rys. 6 przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska – Ukraina, w kierunku importu w 2018 r.

Rysunek 6. Średnie miesięczne wartości oferowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek UKRENERGO → PSE S.A. (import), w 2018 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

### Monitorowanie ograniczeń w realizacji usług przesyłania w wymianie międzysystemowej spowodowanych brakiem mocy lub awariami sieciowymi w 2018 r.

W przypadku wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą w 2018 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje).

Z kolei na połączeniu Polska-Ukraina linią 220 kV Zamość – Dobrotwór ze względu na awaryjne przedłużenie wyłączenia linii Zamość – Dobrotwór wystąpiła redukcja alokowanych zdolności przesyłowych w okresie 22 czerwca 2018 r. godz. 18.00 – 25 czerwca 2018 r. godz. 19.00. Sumaryczna wielkość redukcji wyniosła 9 785 MWh.

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2018 r.

W przetargach rocznych oraz miesięcznych na rezerwację mocy na przekrojach granicznych Polski w 2018 r. nie oferowano zdolności przesyłowych. Z kolei w przetargach dobowych zdolności przesyłowych na przekrojach granicznych Polski, zdolności przesyłowe były alokowane w kierunku eksportu i importu. Zdolności przesyłowe w ciągu całego okresu (2018 r. – przetargi dobowe) zostały alokowane w sumie dla 25 różnych podmiotów (uczestników rynku). Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosił ok. 25,90%.

### Monitorowanie spełniania kryteriów niezależności

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



zostały jako problematyczne w opinii Komisji Europejskiej, tj. kwestia praw PSE S.A. do dysponowania urządzeniami elektroenergetycznymi, służącymi realizacji zadań w zakresie przesyłania energii elektrycznej i równoprawnego traktowania ich właścicieli oraz innych użytkowników systemu, oraz kwestia niezależności PSE S.A. w kontekście niezależności poszczególnych organów państwa.

Monitoring odbywa się poprzez śledzenie informacji prasowych, stron internetowych, a także bieżące kontrole i wezwanie PSE S.A. do aktualizacji zmieniających się informacji o składzie organów spółki. Dotychczas przeprowadzone badania wskazują na brak naruszeń kryteriów niezależności.

## 3.2. Promowanie konkurencji

### 3.2.1. Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2018 r. ukształtował się na nieco niższym w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 165 214 GWh (spadek o 0,38% w porównaniu z 2017 r.). W tym samym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 170 932 GWh i wzrosło o 1,66% w porównaniu do 2017 r. Tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe niż tempo wzrostu PKB w 2018 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło 5,1%.

W 2018 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 7,7% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 4,5% rozchodu energii elektrycznej. Wobec 2017 r. obie wielkości uległy zmniejszeniu odpowiednio o: 0,3 punktu procentowego i o 2,1 punktu procentowego.

Struktura produkcji energii elektrycznej nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2017 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Jednocześnie liderem produkcji w segmencie OZE pozostawała nadal generacja wiatrowa.

W 2018 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 45 939 MW, a moc osiągalna – 45 650 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,8% oraz o 5,4% w stosunku do 2017 r.<sup>19)</sup> Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 322,7 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 447,6 MW, co oznacza wzrost odpowiednio o: 1,5% i 0,8% w stosunku do 2017 r.

### Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

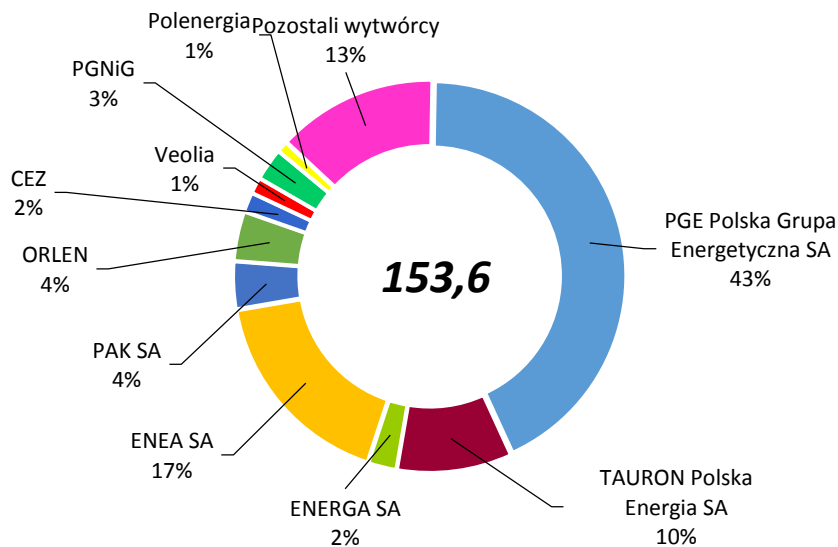
Największy udział w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej w 2018 r., który wyniósł 42,9%<sup>20)</sup>, utrzymywała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (spadek o 0,6 punktu procentowego względem poprzedniego roku). Grupa ta po przejęciu spółek energetycznych grupy EDF stała się również liderem na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych, tym samym TAURON Polska Energia S.A., która przez wiele lat miała pozycję dominującą, uplasowała się na drugim miejscu w tym obszarze.

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

<sup>19)</sup> Wg stanu na 31 grudnia 2017 r. i 31 grudnia 2018 r., dane PSE S.A.

<sup>20)</sup> Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2018 r.

Rysunek 7. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2018 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2018 r.)



Uwaga: Do grupy „pozostałych wytwórców” zaliczono zarówno wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych (np. Azoty, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej – poza grupami kapitałowymi.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2018 r.<sup>21)</sup> utrzymywał tendencję wzrostową jak w latach ubiegłych i wyniósł 69,7% (co oznacza wzrost o 0,7 punktu procentowego w porównaniu do 2017 r.). Jednocześnie, nieznacznemu spadkowi uległ wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – o 1,1 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za ok. 70% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 1. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2018 r. wzrosło znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupie kapitałowej ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika z rozpoczęcia eksploatacji w grudniu 2017 r. nowego bloku nr 11 o mocy zainstalowanej 1 075 MW.

Warto zaznaczyć, że na zmniejszenie liczby podmiotów, które dysponują co najmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci, w 2018 r. wobec 2017 r., wpłynęło trwale wycofanie z eksploatacji aktywa wytwórczego w grupie kapitałowej PAK, przez co znaczenie tej grupy w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej spadło.

<sup>21)</sup> Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2018 r. tj. m.in. po przejściu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF.

Tabela 1. 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 <sup>22)</sup>	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2017	4	4	63,1	69,0	1 795,9	2 281,1
2018	4	3	62,0	69,7	1 740,0	2 281,0

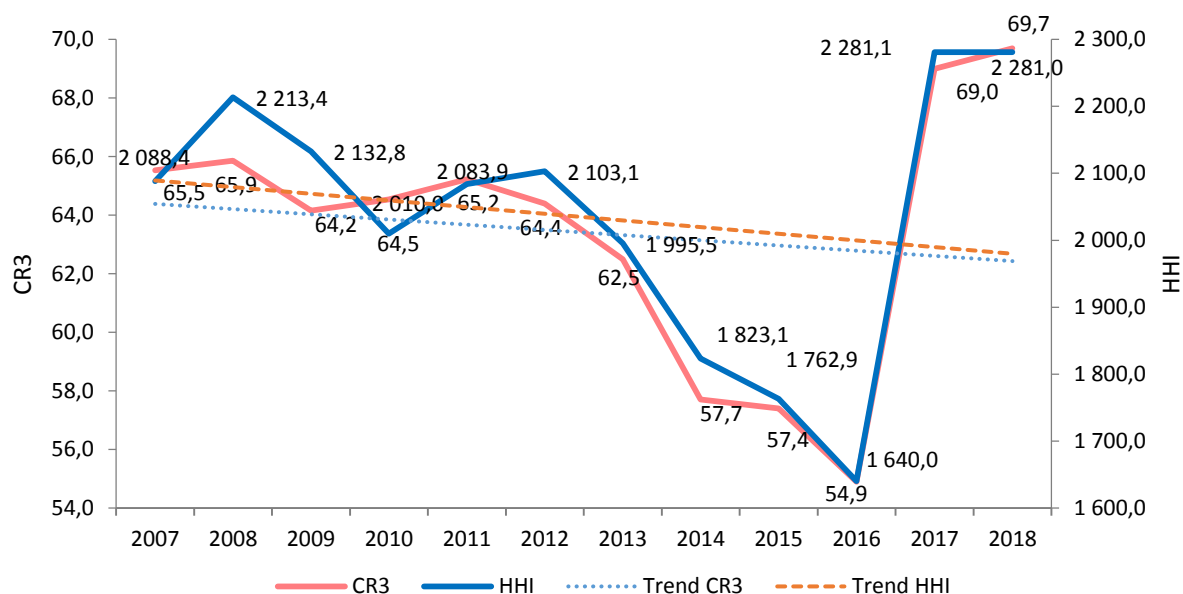
\* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych. Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2018 r. tj. m.in. po przejęciu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. aktywów wytwórczych grupy EDF.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Wieloletni trend spadkowy dotyczący 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 2017 r. uległ istotnej zmianie, która utrzymała się w 2018 r. Wysoki poziom obu wskaźników koncentracji zanotowany w 2017 r. nieznacznie zmienił się w 2018 r., według mocy zainstalowanej spadł o 3,1%, zaś według energii wprowadzonej do sieci pozostał na poziomie z 2017 r. Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji już w 2017 r. osiągnął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest wysoki. Natomiast liczony dla mocy zainstalowanej – znajduje się nieznacznie poniżej granicy wysokiej koncentracji.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007-2018 została przedstawiona na rysunku poniżej.

Rysunek 8. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2018



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Energii i URE.

<sup>22)</sup> Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że wskaźniki te uległy w ostatnim roku tak dużej zmianie w wyniku zmian organizacyjnych dokonanych w sektorze wytwarzania, tj. przejścia przez dwie grupy kapitałowe – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. aktywów z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio EDF oraz ENGIE Energia Polska. Do utrwalenia wskaźników koncentracji w 2018 r. na równie wysokim poziomie co w 2017 r. przyczyniło się także oddanie do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych w grupie kapitałowej ENEA S.A.

## Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach

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

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2017-2018.

Tabela 2. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2017-2018 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2017**	103,5	28,3	8,1	0,0	3,2	1,9
2018	101,0	35,1	8,2	0,0	2,1	1,2

\* 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 Raporcie Krajowym Prezesa URE za 2017 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

Tabela 3. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2017-2018 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2017**	128,3	63,1	5,9	3,8	123,1	17,6
2018	131,4	70,7	6,3	2,6	125,3	23,7

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

\*\* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Raporcie Krajowym Prezesa URE za 2017 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Energii i URE.

W związku z zanotowaniem dużego spadku obrotów na giełdzie w 2017 r. w porównaniu z 2016 r. został zwiększony obowiązek sprzedaży w publicznym obrocie dla wytwórców energii elektrycznej z 15% w 2017 r. do 30% w 2018 r. dla zachowania pierwotnej koncepcji wprowadzenia obliwa giełdowego. Spowodowało to jednak nieznaczny wzrost wolumenu sprzedaży wytwórców i spółek obrotu poprzez giełdę energii w 2018 r. Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2018 r. dokonywali sprzedaży znacznej części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu z własnej grupy kapitałowej.

W związku z powyższym w 2018 r. zostały przyjęte nowe regulacje prawne, zgodnie z którymi podniesiono obliwa giełdowe do 100% od 1 stycznia 2019 r.<sup>23)</sup> Jednocześnie wyprzedzając powyższą regulację Minister Energii zaapelował pod koniec lipca 2018 r. do przedsiębiorstw energetycznych, aby od 1 sierpnia 2018 r. obrót energią elektryczną prowadziły wyłącznie na najbardziej konkurencyjnych i transparentnych zasadach, czyli w oparciu o rynek giełdowy<sup>24)</sup>. Cztery największe grupy kapitałowe, z przewagą udziałów Skarbu Państwa, zapowiedziały dostosowanie się do postulatu Ministra. Jednakże

<sup>23)</sup> Obowiązek ten wprowadzono ustawą z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348) i obowiązuje on od 1 stycznia 2019 r.

<sup>24)</sup> <https://www.gov.pl/web/energia/minister-tchorzewski-wprowadzamy-caly-obrot-energia-elektryczna-na-gieldzie>

podpisane wcześniej umowy sprzedaży zawarte m.in. z przedsiębiorstwami obrotu z własnej grupy kapitałowej na 2018 r. nie mogły być anulowane, zatem apel Ministra nie spowodował znacznego wzrostu wolumenu oferowanej do sprzedaży energii na giełdę.

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

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2018 r. obrazują trzy wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE, tj. średnia roczna i kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W oparciu o dane z ankiet uzyskanych od wytwórców energii oraz przedsiębiorstw obrotu, dane ze sprawozdań pochodzących ze statystyki publicznej oraz dane z rynku giełdowego obliczane i publikowane są m.in. średnie roczne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, a także średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż sprzedaż za pośrednictwem towarowej giełdy energii.

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

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r. wyniosła 194,30 zł/MWh. Cena ta jest 13,7% niższa niż średnioważona cena kontraktu z dostawą pasmową energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego w 2018 r. (225,10 zł/MWh) i o 19,8% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2019 r. (BASE\_Y-19) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2018 r. ukształtowała się na poziomie 242,40 zł/MWh.

Do wyznaczenia średniej rocznej ceny na rynku konkurencyjnym został zastosowany analogiczny algorytm jak w latach poprzednich.

#### 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.

Poniżej przedstawiono średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r.

Tabela 4. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r.

2018 r.	
Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]
I	174,95
II	186,21
III	208,83
IV	205,50

Źródło: Dane TGE S.A. i URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest zbliżona do kwartalnych cen z rynku giełdowego. Algorytm przyjęty do wyliczania ceny w dużej mierze uwzględnia wolumeny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku giełdowym, co pozwala uczestnikom hurtowego rynku energii elektrycznej z dużym przybliżeniem szacować jej wielkość jeszcze przed oficjalną publikacją ceny przez Prezesa URE.

## Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tabeli poniżej przedstawiono wolumen i średnią kwartálną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne<sup>25)</sup>, w poszczególnych kwartałach 2018 r.

Tabela 5. Wolumeny i średnie kwartálne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, w 2018 r.

2018 r.		
Kwartał	Średnia kwartálna 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	171,85	22,65
II	174,23	20,39
III	183,69	21,35
IV	180,25	22,81

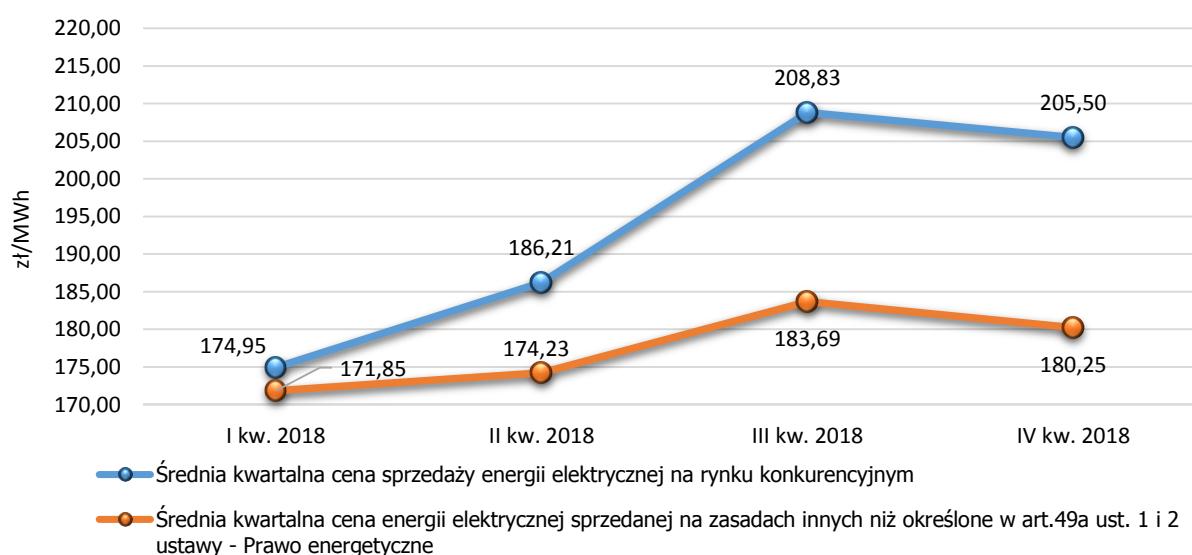
\* Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2018 r.

Ceny kwartálne, 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.

Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie średniej kwartálnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne ze średnią kwartálną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w poszczególnych kwartałach 2018 r.

Rysunek 9. Średnie kwartálne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne a średnie kwartálne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2018 r.



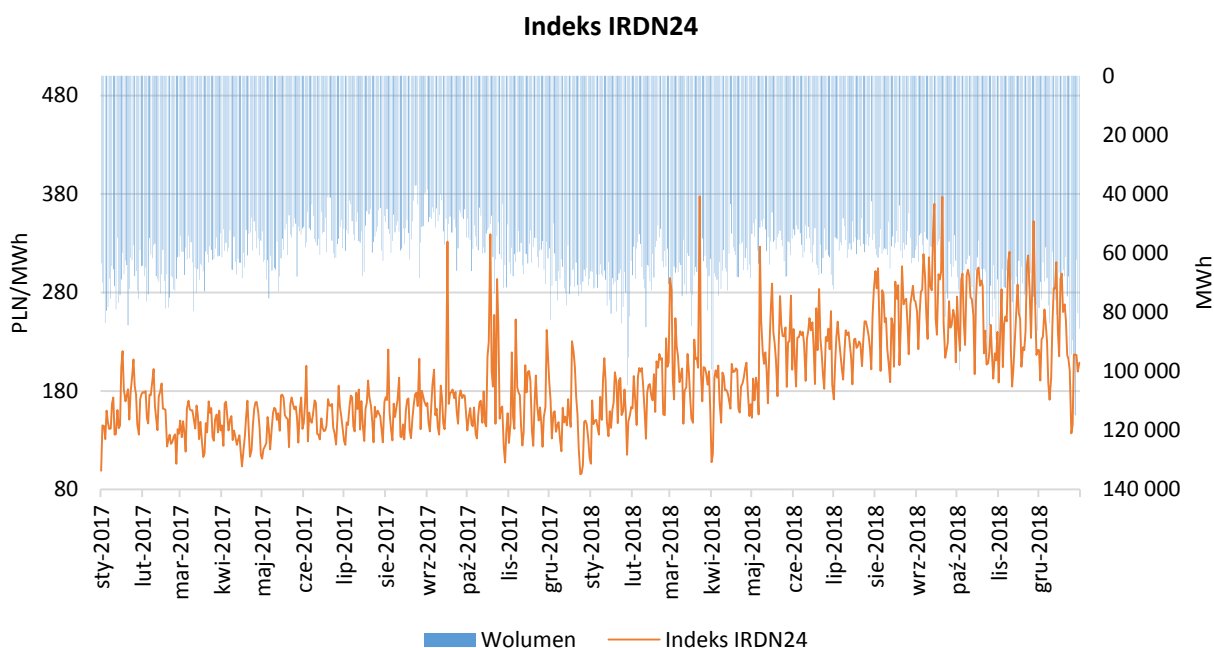
Źródło: Opracowanie własne URE.

<sup>25)</sup> Art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązki w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. obbligo giełdowe dla energii elektrycznej (artykuł obowiązujący przed zmianą ustawy – Prawo energetyczne ustawą z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348)).

## Ceny na rynku SPOT prowadzonym przez TGE S.A.

Na rysunku poniżej 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, za wyjątkiem kontraktów blokowych, na sesji giełdowej RDN, liczoną po dacie dostawy dla całej doby.

Rysunek 10. Średnie miesięczne ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w latach 2017-2018



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2018 r. wyniosła 224,71 zł/MWh i była wyższa względem 2017 r. o 66,75 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 157,96 zł/MWh.

## Ceny na rynku terminowym prowadzonym przez TGE S.A.

W 2018 r. odnotowano wzrost cen energii elektrycznej na RTT prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest wzrost cen rok do roku kontraktów terminowych BASE\_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE\_Y-19 w całym 2018 r. ukształtowała się na poziomie 242,40 zł/MWh, podczas gdy w 2017 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE\_Y-18 wyniosła 167,50 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE\_Y-19 zawieranych w grudniu 2018 r. wyniosła 281,17 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE\_Y-18 zawieranych w grudniu 2017 r. wyniosła 177,63 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 58,3%.

## Przejrzystość hurtowego rynku energii – realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Uczestnicy hurtowego rynku energii, zgodnie z przepisami REMIT, podlegają zakazowi dokonywania manipulacji lub próby manipulacji na rynku, jak również prowadzenia handlu w oparciu o informację wewnętrzną.

Szczególna rola w procesie wykrywania nieprawidłowości na hurtowym rynku energii spoczywa na osobach zajmujących się zawodowo pośrednictwem w zawieraniu transakcji (PPATs)<sup>26)</sup>, które mają obowiązek tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz zakazu manipulacji na rynku.

Ścisła współpraca między tymi podmiotami a regulatorami ma kluczowe znaczenie w zapobieganiu nadużyciom na rynku energii. W 2018 r. działalność uznawaną za właściwą dla PPATs aktywnie prowadziły trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A. W 2018 r. odbyły się spotkania Prezesa URE z ww. podmiotami w ramach pogłębiania współpracy z PPATs oraz zwrócenia uwagi na ich obowiązki wynikające z rozporządzenia REMIT.

W 2018 r. ww. podmioty, we współpracy z Prezesem URE, po przeprowadzonym monitoringu opartym na kwestionariuszu ACER, dokonały rewizji swoich struktur wewnętrznych pod kątem realizacji obowiązków PPAT wynikających z rozporządzenia REMIT i udoskonalily mechanizmy i procedury do identyfikacji nadużyć w zakresie manipulacji, próby manipulacji i wykorzystywania informacji wewnętrznych. Ponadto ww. podmioty przeprowadziły szkolenia dla uczestników rynku w celu przedstawienia wdrożonych zasad monitorowania hurtowego rynku energii ukierunkowanego na wykrywanie i zapobieganie nadużyciom zdefiniowanym w rozporządzeniu REMIT.

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE<sup>27)</sup>. Uczestnicy rynku mogą także przysłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail<sup>28)</sup> 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”<sup>29)</sup> 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 2018 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych łącznie ok. 13 820 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku z Polski wyniosła 628 (ok. 4,5% wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2018 r. w porównaniu z 2017 r. wyniósł ok. 4%. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach<sup>30)</sup> w Polsce odbywa się za pośrednictwem czterech podmiotów, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A., PSE S.A. oraz PGE Dom Maklerski S.A., które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM).

Publikowanie przez uczestników rynku informacji wewnętrznych odbywa się na stronach internetowych tych uczestników, jak również za pośrednictwem dostępnej nieodpłatnie dla każdego uczestnika rynku Giełdowej Platformy Informacyjnej (GPI)<sup>31)</sup> prowadzonej przez TGE S.A. Platforma ta została zarejestrowana w ACER i funkcjonuje jako RIS (Regulated Information Services).

W 2018 r. do Prezesa URE wpłynęło 6 powiadomień o próbie manipulacji/manipulacji na hurtowym rynku energii złożonych przez PPATs na podstawie art. 15 rozporządzenia REMIT.

W wyniku jednego z ww. powiadomień, w związku z zaobserwowanym w I półroczu 2018 r. znacznym wzrostem cen energii elektrycznej na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE S.A., na instrumencie kwartalnym BASE\_Q-3-18 (kontrakt na dostawę energii elektrycznej w trzecim kwartale 2018 r.), Prezes URE po dokładnej analizie zgromadzonych w tej sprawie materiałów i dokumentów, korzystając z uprawnień wynikającego z art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, zarządził przeprowadzenie w terminie od 2 lipca 2018 r. do 2 stycznia 2019 r. postępowania wyjaśniającego, którego celem było ustalenie, czy zachodzi uzasadnione podejrzenie manipulacji lub próby manipulacji na rynku określonej w przepisach rozporządzenia REMIT.

Postępowanie wyjaśniające, o którym mowa powyżej, zarządzone przez Prezesa URE 29 czerwca 2018 r., a dotyczące konkretnych sesji giełdowych przeprowadzonych na TGE S.A. w kwietniu 2018 r. na instrumencie kwartalnym BASE\_Q-3-18, zostało zakończone złożeniem przez Prezesa URE

<sup>26)</sup> PPATs – Persons Professionally Arranging Transactions.

<sup>27)</sup> <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/remit/6013,REMIT.html> w 2018 r.

<sup>28)</sup> [REMIT.rejestracja@ure.gov.pl](mailto:REMIT.rejestracja@ure.gov.pl)

<sup>29)</sup> <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

<sup>30)</sup> Przekazywane dane gromadzone są przez ACER przy wykorzystaniu utworzonego w tym celu systemu ARIS (ACER REMIT Information System).

<sup>31)</sup> Giełdowa Platforma Informacyjna (GPI) funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.



zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa. Powyższe zawiadomienie zostało wysłane do Prokuratury 19 grudnia 2018 r.

W przypadku pozostałych 5 powiadomień, do końca 2018 r. nie znaleziono podstaw do zarządzenia na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowania wyjaśniającego w sprawie manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, określonych w art. 2 pkt 2 lit. a oraz pkt 3 lit. a rozporządzenia REMIT ani do przeprowadzenia kontroli REMIT, o której mowa w art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Niezależnie od powyższego, mając na uwadze wzrost cen energii energetycznej na TGE S.A. w ostatnich miesiącach 2018 r. w kontraktach z dostawą energii elektrycznej w 2019 r., w wyniku przeprowadzonego badania rynku mającego na celu sprawdzenie przyczyn wzrostów cen energii, które Prezes URE prowadził od października do grudnia 2018 r., 19 grudnia 2018 r. Prezes URE zarządził przeprowadzenie kolejnego postępowania wyjaśniającego w ramach rozporządzenia REMIT dotyczącego działań uczestników rynku na TGE S.A. w odniesieniu do kontraktów rocznych z dostawami energii elektrycznej na 2019 r. (instrument BASE\_Y-19). To postępowanie nie zostało zakończone w 2018 r. W świetle art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne postępowanie wyjaśniające może trwać nie dłużej niż 6 miesięcy.

W ramach kompetencji określonych w ustawie – Prawo energetyczne w obszarze monitorowania hurtowego rynku energii na mocy rozporządzenia REMIT<sup>32)</sup>, w 2018 r. Prezes URE kontynuował kompleksowe badanie realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne następujących obowiązków:

- obowiązku rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku energii (CEREMP) w przypadku zawarcia przez uczestników rynku transakcji podlegających zgłoszeniu do ACER – obowiązek wynikający z art. 9 rozporządzenia REMIT,
- obowiązku przekazywania do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii – obowiązek wynikający z art. 8 rozporządzenia REMIT.

Powyższe badania dotyczyły realizacji przedmiotowych obowiązków w przypadku zawarcia przez przedsiębiorstwa energetyczne kontraktów bilateralnych (OTC, z ang. *over the counter*), tj. poza zorganizowaną platformą obrotu, taką jak giełda energii.

W 2018 r. prowadzone były postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie nie przekazania ACER danych, wbrew obowiązkowi, o którym mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia REMIT (pkt 40) – w 5 przypadkach odstąpiono od wymierzenia kary pieniężnej.

### 3.2.2. Rynek detaliczny

W 2018 r. działało pięciu sprzedawców z urzędu oraz, w zależności od obszaru 5 „dużych” operatorów systemów dystrybucyjnych, od 123 do 169 alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zajmujących się aktywnie sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Na rynku energii elektrycznej działało także 171 sprzedawców funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSD. Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają nadal tzw. sprzedawcy „zasiedziali”, pełniący funkcję sprzedawców z urzędu dla odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy.

W 2018 r. funkcjonowało ponad 17,6 mln odbiorców końcowych<sup>33)</sup>, z czego 90,8% (16 mln) to odbiorcy z grupy taryfowej G<sup>34)</sup>, w tym w przeważającej większości odbiorcy w gospodarstwach domowych (ponad 15,1 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

<sup>32)</sup> W świetle art. 23 ust. 2 pkt 19b ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działania Prezesa URE należy wykonywanie zadań, obowiązków oraz korzystanie z uprawnień określonych w sposób wiążący dla organu regulacyjnego w rozporządzeniu REMIT oraz współpraca z ACER, organami regulacyjnymi państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, organem właściwym w sprawach ochrony konkurencji i konsumentów oraz organem właściwym w sprawach nadzoru nad rynkiem finansowym, w zakresie niezbędnym do wykonywania obowiązków określonych w rozporządzeniu REMIT.

<sup>33)</sup> Na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

<sup>34)</sup> Jako odbiorców z grupy taryfowej G należy rozumieć tych spośród odbiorców końcowych, którzy pobierają energię elektryczną na napięciu niskim na potrzeby socjalno-bytowe.

przemysłowi, natomiast do grupy C należą odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia, pobierający energię elektryczną dla celów prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. odbiorcy biznesowi. Odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do otrzymywania energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny od wybranego sprzedawcy tej energii.

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

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

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej w podziale na kryterium zużycia tej energii zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 6. Liczba odbiorców, wolumen, wartość oraz średnie ceny energii elektrycznej stosowane do odbiorcy końcowego w zależności od kryterium zużycia

Kryterium zużycia	Liczba odbiorców [szt.]	Wolumen [MWh]	Wartość [tys. zł]	Średnia cena [zł/MWh]
< 50 MWh	17 172 568	45 694 801	12 407 930	271,54
50 – 2 000 MWh	40 701	29 431 394	7 315 252	248,55
> 2 000 MWh	1 229	34 158 143	7 486 448	219,17
RAZEM	17 214 498	109 284 338	27 209 630	248,98

Źródło: Na podstawie ankiet kwartalnych od sprzedawców z urzędu za 2018 r.

W 2018 r., podobnie jak w poprzednich latach, na stronie internetowej URE udostępniony był kalkulator taryfowy, umożliwiający porównywanie ofert sprzedawców energii elektrycznej skierowanych do odbiorców w gospodarstwach domowych, a tym samym pomagający w dokonaniu wyboru najkorzystniejszej z tych ofert. Na koniec 2018 r. swoje oferty w kalkulatorze zamieszczało 36 sprzedawców.

Niewątpliwie dużym ułatwieniem dla odbiorcy dokonującego wyboru sprzedawcy jest możliwość skorzystania z zamieszczonej na stronie internetowej operatora, do sieci którego odbiorca jest przyłączony, listy sprzedawców działających na terenie tego operatora.

Oceniając wskaźniki zmiany sprzedawcy w 2018 r. należy wskazać, że w ujęciu globalnym ciągle stosunkowo niewielu odbiorców (ok. 4,58%) skorzystało do tej pory z prawa do zmiany sprzedawcy. Mimo, że w stosunku do 2017 r. nastąpił nieznaczny wzrost tego wskaźnika (w 2017 r. poziom ten wyniósł 4,15%), to jednak jego dynamika spada.

W 2018 r. do Prezesa URE kierowane były prośby odbiorców o interwencję w sprawach dotyczących nieuczciwych praktyk przedsiębiorstw obrotu. Podobnie jak w roku poprzednim, sprzedawcy często działają za pośrednictwem akwizytorów, którzy przedstawiają się jako pracownicy URE lub przedstawiciele dotychczasowego sprzedawcy energii. Nagminną praktyką sprzedawców jest nieinformowanie konsumentów o wszystkich elementach oferty np. o dodatkowych opłatach (opłata handlowa) lub wprowadzanie ich w błąd, co prowadzi do zawierania przez odbiorców niekorzystnych dla nich umów. Prezes URE, nie będąc organem właściwym w takich sprawach, informuje jednak odbiorców o przysługujących im prawach. Działania podejmowane przez sprzedawców często noszą znamiona praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów poprzez naruszenie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji oraz nieuczciwych praktyk rynkowych lub czynów nieuczciwej konkurencji. W 2018 r., zgodnie z właściwością, przekazano Prezesowi UOKiK do oceny 159 spraw mogących wskazywać na niezgodne z prawem działania przedstawicieli sprzedawców.

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

#### System regulacji cen

Taryfy na sprzedaż energii elektrycznej dla odbiorców z grupy taryfowej G nadal podlegają procesowi zatwierdzenia przez Prezesa URE (taryfy są publikowane w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki – Energia elektryczna”). Należy jednak wskazać, że taryfy stosowane są wyłącznie w zakresie sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca, który nie pełni funkcji sprzedawcy z urzędu stosuje cenniki, które nie są zatwierdzane przez Prezesa URE.

Kalkulacja taryf sprzedawców z urzędu w odniesieniu do odbiorców z grupy taryfowej G opiera się na jasno określonych zasadach, które mają na celu pokrycie kosztów zewnętrznych, w tym kosztów wsparcia różnych źródeł energii ( m.in. OZE). Powyższe ogranicza do minimum ryzyko poniesienia straty przez przedsiębiorstwo. Ponadto, w przypadku znaczącej zmiany warunków zewnętrznych, przedsiębiorstwa mają prawo wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o korektę taryfy w zakresie zwiększonych kosztów. Wg stanu na 31 grudnia 2018r. postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryf na okres do 31 grudnia 2019 r. nie zostały jeszcze zakończone.

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

Prezes URE sprawuje bieżącą kontrolę nad przedsiębiorstwami energetycznymi wynikającą z napływającej korespondencji od odbiorców paliw i energii pod kątem zgodności stosowania taryf z określonymi w nich warunkami.

W 2018 r. do Prezesa URE wpłynęło kilkadziesiąt skarg dotyczących zmiany sprzedawcy przez odbiorców lub spraw związanych z tą kwestią. Ponadto wiele skarg i interwencji dotyczyło spraw związanych z działaniami przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień objętych wystąpieniami odbiorców, które dotyczyły m.in. przypadków utrudniania zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Poniżej wymieniono najważniejsze zagadnienia poruszane przez odbiorców:

- nieprawidłowo funkcjonujące platformy wymiany informacji w systemach informatycznych,
- niepodpisanie GUD-ów przez małych OSD,
- brak umowy w zakresie przekazywania danych pomiarowych dla potrzeb rozliczeń na rynku bilansującym pomiędzy OSDp a OSDn,
- podwójne fakturowanie,
- bezpodstawne uruchomienie sprzedaży rezerwowej,
- kwestionowanie skuteczności wypowiedzanych umów sprzedaży (np. złożonego wypowiedzenia bez dołączenia pełnomocnictwa),
- wypowiedzenie umów bez zachowania odpowiedniego terminu wypowiedzenia,
- bezpodstawne odrzucanie zgłoszeń zmiany sprzedawcy (np. w wyniku niepoprawnych danych odbiorcy lub niepoprawnych danych adresowych na PPE),
- opóźnienia w przekazywaniu danych pomiarowych.

Działania wyjaśniające i interwencyjne podjęte przez Prezesa URE w związku z powyższymi skargami w większości przypadków zostały rozwiązane pomyślnie z punktu widzenia odbiorców. W licznych przypadkach interwencji przez Prezesa URE nastąpiło odstąpienie przez sprzedawcę od naliczenia odbiorcy kary umownej lub wypłacenie odbiorcy rekompensaty w wysokości kary umownej, którą odbiorca obciążony został przez poprzedniego sprzedawcę. Sytuacje te dotyczyły procedury zmiany sprzedawcy, w trakcie której na skutek niedopatrzenia sprzedawcy lub w związku z błędem jego przedstawiciela czy błędem systemu informatycznego, odbiorca obciążony był taką karą. Podkreślić należy, że odbiorca mógłby dochodzić swoich praw od sprzedawcy na drodze sądowej. Tym niemniej wyjaśnienia, których Prezes URE żąda od przedsiębiorstw energetycznych w podobnych sprawach często okazują się wystarczające do zakończenia sprawy w sposób satysfakcjonujący odbiorcę.

Należy zaznaczyć, że w 2018 r. tematem licznych zapytań kierowanych przez odbiorców do Prezesa URE były warunki zawartej umowy, w tym możliwość zmiany cen energii w umowach sprzedaży energii elektrycznej zawartych z odbiorcami niepodlegającymi taryfowaniu. Z uwagi na notoryczną praktykę podwyższania cen energii podczas trwania umowy przez jedno z przedsiębiorstw energetycznych

pojawiła się wątpliwość odbiorców, co do zasadności znacznych podwyżek cen energii wynoszących nawet 200%, a w niektórych przypadkach nawet 300%. Mając powyższe na uwadze Prezes URE wystosował Komunikat nr 90/2018 wskazując, jakie działania może podjąć odbiorca w sytuacji jednostronnej zmiany umowy polegającej na zmianie ceny podczas trwania umowy. Dodatkowo z uwagi na pojawiający się problem zaległości w płatnościach na skutek wzrostu cen energii, a tym samym groźbę wstrzymania dostaw energii do odbiorców, Prezes URE informował odbiorców o prawie odbiorców do złożenia wniosku o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie oceny, czy wstrzymanie dostaw energii elektrycznej zostało dokonane w sposób uzasadniony.

Kontynuowana była również współpraca z UOKiK i Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pismami kierowanymi do URE przez te instytucje.

## **Postępowania antymonopolowe w sprawach praktyk ograniczających konkurencję oraz inne działania podejmowane w stosunku do przedsiębiorstw z sektora energetycznego prowadzone przez Prezesa UOKiK<sup>35)</sup>**

### **1. Dokonane koncentracje przedsiębiorstw energetycznych i wpływ tych zmian na rozwój konkurencji na rynku**

W 2018 r. Prezes UOKiK przeprowadził siedem postępowań antymonopolowych w sprawach koncentracji z udziałem przedsiębiorców z branży energetycznej (producentów/dostawców energii elektrycznej). We wszystkich sprawach wydana została zgoda w oparciu o art. 18 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (dalej: ustawa o ochronie konkurencji i konsumentów). Uznano bowiem, że w ich wyniku nie dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku. Były to postępowania zakończone wydaniem następujących decyzji:

- 1) Decyzją nr DKK–37/2018 z 21 lutego 2018 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Impact Clean Power Technology S.A. z siedzibą w Warszawie oraz Halny Cuprus Limitet z siedzibą w Limassol (Cypr) wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą Energy Storage Management sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.
- 2) Decyzją nr DKK–70/2018 z 27 kwietnia 2018 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Statoil Holding Netherlands B.V. z siedzibą w Rotterdamie (Holandia) oraz Polenergia S.A. z siedzibą w Warszawie dwóch wspólnych przedsiębiorców z siedzibami w Warszawie pod nazwami: Polenergia Bałtyk II sp. z o.o. i Polenergia Bałtyk III sp. z o.o.
- 3) Decyzją nr DKK–115/2018 z 13 lipca 2018 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Tauron Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach oraz Polski Fundusz Rozwoju S.A. z siedzibą w Warszawie wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą Nowe Jaworzno Grupa Tauron sp. z o.o. z siedzibą w Jaworznie.
- 4) Decyzją nr DKK–131/2018 z 7 sierpnia 2018 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Mitsubishi Heavy Industries Ltd. z siedzibą w Tokio (Japonia) oraz Mitsubishi UFJ Lease & Finance Company Limited z siedzibą w Tokio (Japonia) wspólnego przedsiębiorcy (tzw. greenfield joint venture) z siedzibą w Tokio (Japonia).
- 5) Decyzją nr DKK–132/2018 z 8 sierpnia 2018 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Tauron Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach, PFR Starter Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych z siedzibą w Warszawie oraz EEC Ventures sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą EEC Magenta sp. z o.o. ASI SKA z siedzibą w Warszawie.
- 6) Decyzją nr DKK–133/2018 z 8 sierpnia 2018 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na utworzeniu przez Tauron Polska Energia S.A. z siedzibą w Katowicach, PFR NCBR CVC Fundusz Inwestycyjny Zamknięty Aktywów Niepublicznych z siedzibą w Warszawie oraz EEC Ventures sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie wspólnego przedsiębiorcy pod nazwą EEC Magenta sp. z o.o. 2 ASI SKA z siedzibą w Warszawie.
- 7) Decyzją nr DKK–159/2018 z 6 września 2018 r. Prezes UOKiK wydał zgodę na dokonanie koncentracji, polegającej na przejęciu przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z siedzibą w Warszawie kontroli nad Polenergia S.A. z siedzibą w Warszawie.

<sup>35)</sup> Fragment na podstawie informacji UOKiK.

## **2. Postępowania administracyjne w sprawie praktyk ograniczających konkurencję**

Prezes UOKiK nie prowadził w 2018 r. postępowań antymonopolowych dot. nadużywania pozycji dominującej na rynku energii elektrycznej. Prowadzone było jedno postępowanie wyjaśniające:

1) Postanowieniem z dnia 22 lutego 2018 r. wszczęto postępowanie wyjaśniające w celu wstępnego ustalenia, czy działania Regionalnej Grupy Energetycznej RGE sp. z o.o. z siedzibą w Gorzowie Wielkopolskim dotyczące sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej mogą stanowić praktyki ograniczające konkurencję. Celem postępowania wyjaśniającego było ustalenie, pod kątem kompetencji przysługujących Prezesowi UOKiK, w jaki sposób RGE kształtuje opłaty za usługi w zakresie dostarczania energii elektrycznej w tym ewentualnej oceny cen, po których energia jest dostarczana odbiorcom (jako cen nadmiernie wygórowanych lub w inny sposób nieuczciwych). Postępowanie nie dało podstaw do wszczęcia postępowania antymonopolowego i zostało zakończone 4 lipca 2018 r.

## **3. Inne zachowania przedsiębiorców energetycznych, które mogą naruszać zasady konkurencji, zaobserwowane przez UOKiK;**

W 2018 r. Prezes UOKiK rozpoczął monitoring dot. sprzedaży rezerwowej energii elektrycznej w związku z napływającymi skargami. Badanie nie ma postaci postępowania.

## **4. Środki wdrożone w celu promowania transparentności rynku, tj. działania zmierzające do zapewnienia odbiorcom stosownych informacji rynkowych;**

W pierwszej kolejności wskazać należy, iż na podstawie zgromadzonych informacji na temat nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną (m.in. dotyczących wprowadzania w błąd co do tożsamości przedsiębiorcy, poprzez podszywanie się pod dotychczasowego sprzedawcę energii elektrycznej, czy niedostarczania odbiorcy egzemplarza zawartej przez niego umowy sprzedaży energii elektrycznej), Prezes UOKiK w 2018 r. podejmował liczne działania w ramach przysługujących kompetencji, tj. wszczywał postępowania wyjaśniające, postępowania w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, w sprawie o uznanie postanowień wzorca umowy za niedozwolone, kierował do przedsiębiorców wystąpienia na podstawie art. 49a ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów, a także wydawał decyzje, o których mowa w art. 26, art. 27 i art. 28 ww. ustawy. Prezes UOKiK podejmował również działania, mające na celu informowanie konsumentów o zagrożeniach na rynku sprzedaży energii elektrycznej. Jeszcze w 2017 r. w UOKiK rozpoczęto działania mające na celu przygotowanie kampanii informacyjnej zakładającej publikację przez Telewizję Polską S.A. oraz Polskie Radio S.A. komunikatów o zagrożeniach dla konsumentów związanych z umowami zawieranymi poza lokalem przedsiębiorstwa (w tym zakresie zagrożeń dla interesów konsumentów energii elektrycznej). Wskazać należy, że w dniu 23 lutego 2018 r. przekazano nadawcom publicznym spoty w formatach emisyjnych w celu umożliwienia im oceny kampanii. W dniu 25 lutego 2018 r. uzyskano zgodę na emisję ze strony Polskiego Radia S.A. Jednocześnie ww. spółka wyraziła chęć silnego włączenia się w przedmiotową akcję. Z kolei w dniu 28 lutego 2018 r. uzyskano zgodę na emisję ze strony TVP S.A. W ramach prowadzonych działań, w dniu 14 marca 2018 r. odbyła się w siedzibie Kancelarii Prezesa Rady Ministrów (KPRM) konferencja prasowa, na której po raz pierwszy zaprezentowano spoty i zapowiedziano ich emisję. Po konferencji prasowej w siedzibie KPRM o kampanii wspomniano w wielu audycjach informacyjnych. UOKiK, KPRM oraz Komitet Społeczny Rady Ministrów przeprowadziły również akcję informacyjną na Twitterze. Publikacja spotów informacyjnych dotyczących zagrożeń dla konsumentów związanych z umowami zawieranymi poza lokalem przedsiębiorstwa spotkała się z pozytywnym odbiorem konsumentów.

Ponadto UOKiK przygotował komunikaty prasowe, w których przestrzegał konsumentów m.in. przed nieuczciwymi praktykami sprzedawców energii elektrycznej, a także informował o przysługujących im uprawnieniach w związku z naruszeniem ich prawnie chronionych interesów, w tym m.in.:

- Komunikat z dnia 21.02.2018 r. „Sprzedawcy prądu - decyzje UOKiK” – informujący o decyzjach Prezesa UOKiK w sprawie Energetyczne Centrum S.A. siedzibą w Warszawie, Novum S.A. siedzibą w Warszawie oraz Energa-Obrót S.A. z siedzibą w Gdańsku;
- Komunikat z dnia 24.07.2018 r. „Pomoc prawna – zadzwoń do Stowarzyszenia Aquila” – informujący o działalności Stowarzyszenia Aquila, które na zlecenie UOKiK udziela pomocy osobom, które dostały z sądu nakaz zapłaty lub zostały pozwane przez nieuczciwego sprzedawcę prądu, gazu lub usług telekomunikacyjnych;
- Komunikat z dnia 01.10.2018 „Dziś Dzień Seniora” – ponownie informujący o działalności ww. Stowarzyszenia Aquila;
- Komunikat z dnia 26.11.2018 „Wspólna akcja dla seniorów” – informujący o wspólnej akcji UOKiK, Komendy Głównej Policji, Zakładu Ubezpieczeń Społecznych oraz Kasy Rolniczego Ubezpieczenia

Spółecznego mającej na celu ostrzeganie seniorów przed nieuczciwymi praktykami, a także przypominać o przysługujących im uprawnieniach konsumenckich.

### **5. Najistotniejsze działania podjęte przez Prezesa UOKiK w zakresie ochrony konkurencji na rynku detalicznym i hurtowym**

Oprócz wyżej wymienionych, w 2018 r. Prezes UOKiK nie podejmował działań w zakresie ochrony konkurencji na rynku detalicznym i hurtowym.

### **6. Podjęte działania mające na celu dekoncentrację rynku**

W 2018 r. Prezes UOKiK nie podejmował działań mających na celu dekoncentrację rynku.

## **3.3. Bezpieczeństwo dostaw**

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 KSE,
- pozyskiwanie i analiza informacji o stanie infrastruktury sieciowej oraz potrzebach inwestycyjnych OSP oraz OSD, podczas uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych.

### **3.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu**

W efekcie pozyskania danych pomiarowych z pracy KSE dotyczących bilansu mocy w systemie, poniżej zaprezentowano analizę głównych wielkości wchodzących w skład tego bilansu, uznając je jednocześnie za kluczowe parametry do zajęcia stanowiska w kwestii dostarczania energii elektrycznej do odbiorców na poziomie bezpiecznym. Jako parametr rozstrzygający w kwestii bezpieczeństwa wskazano na nadwyżkę mocy do dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – jako na najważniejsze narzędzie do dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, za pomocą którego doprowadzał on do zrównoważenia krajowego zapotrzebowania na moc.

### **Monitorowanie poziomu mocy zainstalowanej i mocy osiągalnej w KSE**

Na koniec 2018 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 45 939 MW, a moc osiągalna – 45 650 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,80% oraz 5,35% w stosunku do 2017 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 322,7 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 447,6 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 1,49% oraz wzrost o 0,83%. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2018 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2017 r. i wyniosła 66,1% (spadek o 1,2 punktu procentowego w stosunku do 2017 r.).

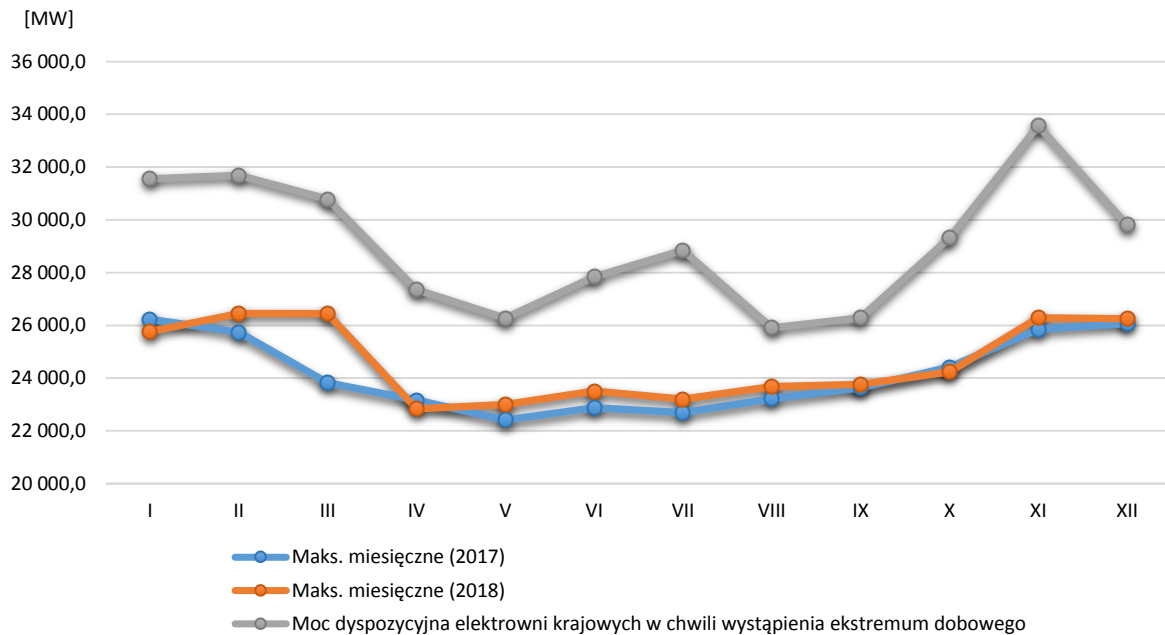
Elektrownie pozostające w dyspozycji OSP posiadały 63% udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

### **Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE**

W 2018 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 23 322,7 MW, co stanowiło wzrost o ok. 1,49% w stosunku do 2017r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 26 447,6 MW, co stanowi wzrost o ok. 0,83% w stosunku do 2017 r.

Na poniższym wykresie odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2018 r. w porównaniu z referencyjnymi wielkościami sprzed roku. Dodatkowo zaprezentowano wielkość mocy dyspozycyjnej dla OSP odpowiadającej chwili wystąpienia w danym miesiącu dziennego ekstremum.

Rysunek 11. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2017-2018



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego wykresu, praktycznie w ciągu całego 2018 r. zapotrzebowanie na moc szczytową pozostawało na poziomie wyższym, niż rok wcześniej.

## Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2018 r. w Polsce zostało wyprodukowane 165 214 GWh energii elektrycznej, co stanowiło spadek o 638 GWh tj. o 0,38% w porównaniu z rokiem poprzednim. Z kolei zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło wyższy poziom 170 932 GWh, co daje przyrost w zestawieniu z rokiem poprzednim o 1,66%.

Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2018 r. nie pokryła zużycia krajowego, należy zwrócić uwagę na kontynuację trendu z rosnącym udziałem importu energii elektrycznej w tym okresie.

W 2018 r. dominujący wolumen, bo aż 86,70% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 85,37% energii, a jedynie 1,33% z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii pozostał praktycznie niezmienny (6,07%).

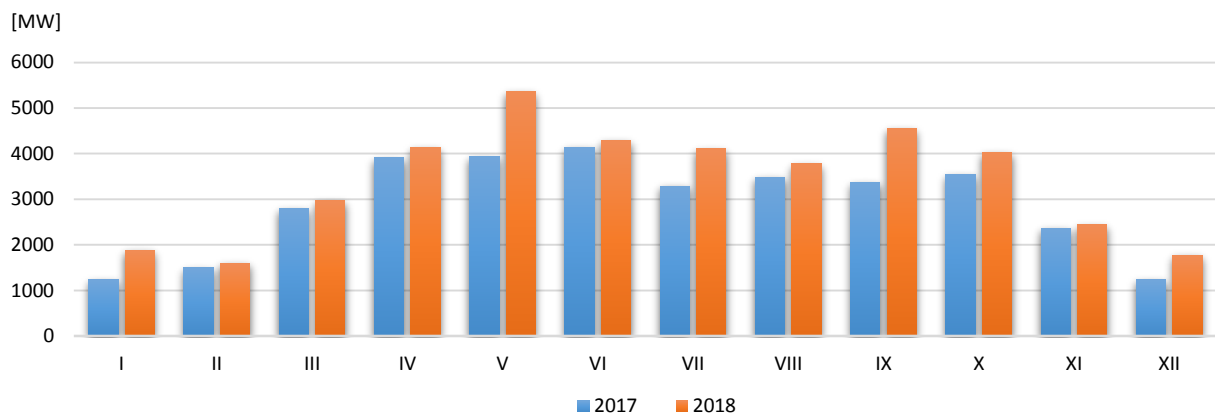
Choć najważniejsza grupa elektrowni ciepłych zawodowych wygenerowała nieznacznie więcej energii niż rok wcześniej (wzrost o 1,45%), to na uwagę zasługuje ograniczenie produkcji w pod-segmencie wytwórców w oparciu o węgiel brunatny – spadek produkcji energii o 5,60% zrekompensowane częściowo przez wzrost wytwarzania w oparciu o węgiel kamienny (wzrost o 3,14%).

Jednak na uwagę zasługuje znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w 2018 r. pochodzącej ze źródeł zasilanych paliwem gazowym (wzrost o 33,71%).

## Monitorowanie ubytków

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2018 r. kształtowały się na średnich poziomach powyżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2017 r.

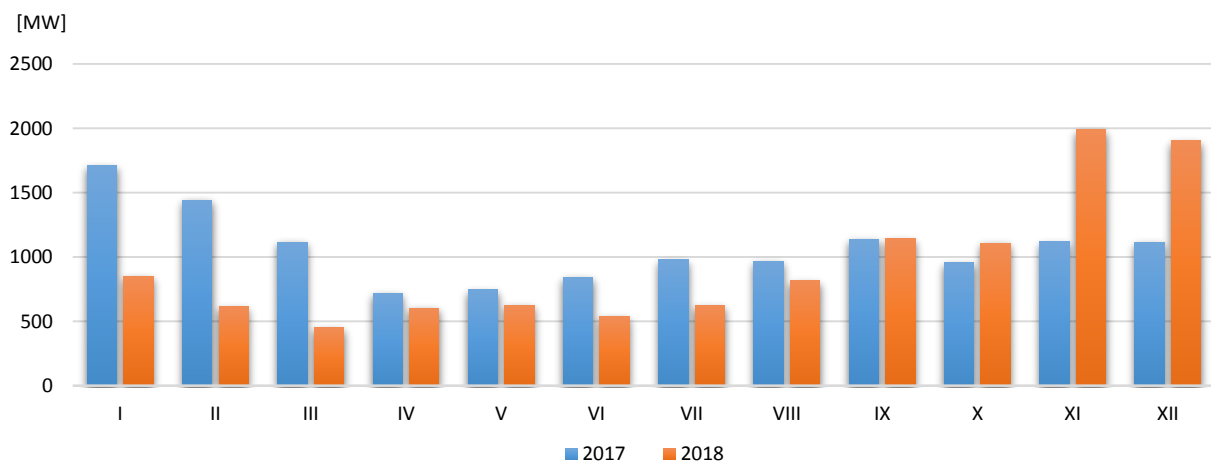
Rysunek 12. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) w 2018 r. ukształtowały się na średnim poziomie znacznie niższym niż w 2017 r., z jednoczesnym wskazaniem na skumulowanie tych awarii pod koniec 2018 r. (miesiące: listopad i grudzień).

Rysunek 13. Ubytki spowodowane awariami



Źródło: URE na podstawie danych PSE SA.

Poniżej przedstawiono zestawienie ilości energii nie dostarczonej do odbiorców w KSE w trakcie całego 2018 r.

Tabela 7. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2018 r. [w MWh]

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	967	312	54	46	113	3 283	139	263	1 082	765	254	2



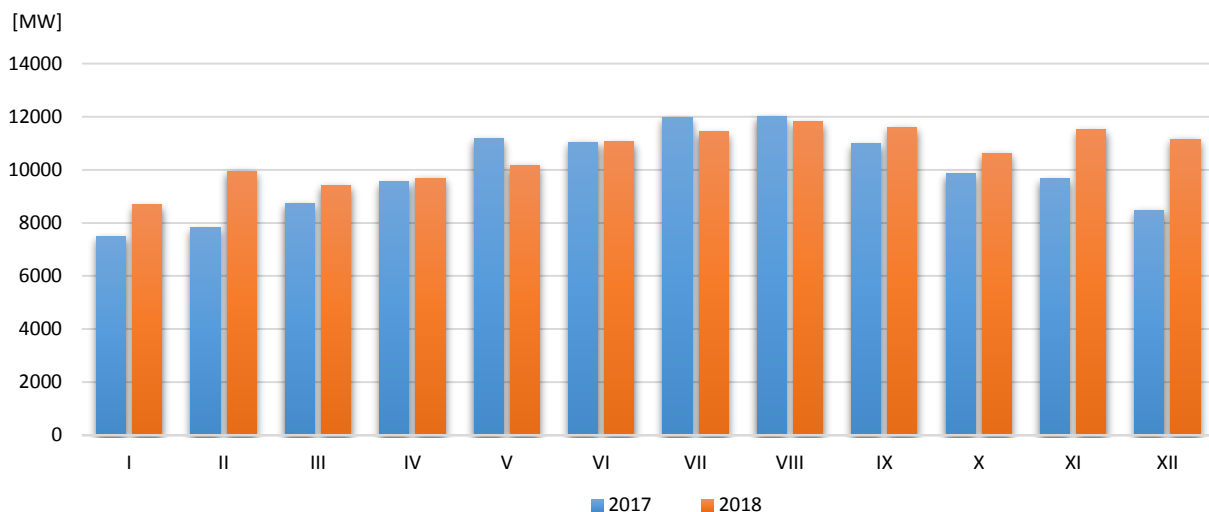
Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	948	161	0	37	0	3 271	96	198	1 070	749	0	0
<b>RAZEM ograniczenia dostaw energii</b>	<b>967</b>	<b>314</b>	<b>54</b>	<b>46</b>	<b>113</b>	<b>3 283</b>	<b>139</b>	<b>263</b>	<b>1 082</b>	<b>765</b>	<b>254</b>	<b>2</b>

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły w czerwcu 2018 r. oraz we wrześniu 2018 r.

Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zaniżeń mocy JWCD zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci kształtowały się na wyższym poziomie praktycznie w ciągu całego 2018 r. (z wyłączeniem miesięcy letnich) niż w analogicznym okresie rok wcześniej.

Rysunek 14. Ubytki pozostałe (z uwzględnieniem m.in. eksploatacyjnych oraz spowodowanych warunkami pracy sieci)



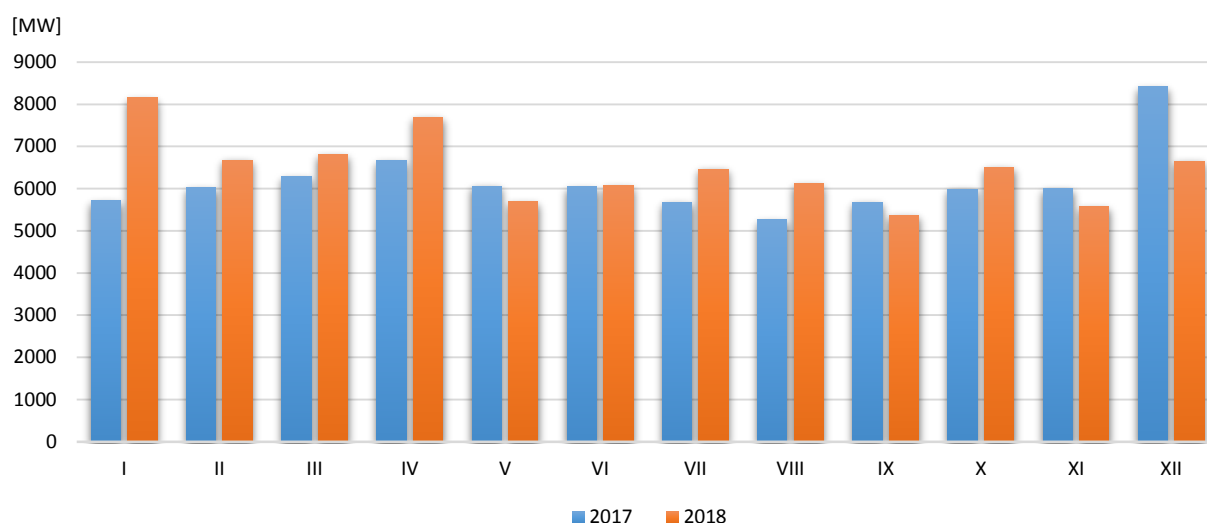
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

## Monitorowanie rezerw

W rezultacie porównania średnich rocznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2018 r. stwierdzono wzrost tych rezerw o ok. 6% w stosunku do 2017 r., z 6 131 MW do 6 498 MW.

Poniżej zobrazowano graficznie zestawienie wielkości średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2018 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 15. Rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poniżej zaprezentowano stabelaryzowane zestawienie wielkości rezerw odpowiadających przedziałom czasowym, w których wystąpiło maksymalne oraz minimalne zapotrzebowanie na moc w danym miesiącu.

Tabela 8. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc

ROK 2018	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	Data wystąpienia	Zapotrzebowanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa / Zapotrzebowanie	Data wystąpienia	Zapotrzebowanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa / Zapotrzebowanie
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]	[%]
Styczeń	16-01-2018 16:45	25 764,1	7 015	27,23	01-01-2017 05:00	13 426,1	16 764	124,86
Luty	28-02-2018 18:30	26 447,6	5 291	20,00	04-02-2018 04:30	15 098,7	13 457	89,13
Marzec	01-03-2018 19:00	26 440,1	4 631	17,51	11-03-2018 06:15	14 457,0	13 316	92,11
Kwiecień	06-04-2018 20:15	22 837,2	6 243	27,34	01-04-2018 06:30	12 596,7	16 006	127,07
Maj	30-05-2018 13:00	22 999,0	5 358	23,30	27-05-2018 05:15	12 651,6	13 547	107,08
Czerwiec	21-06-2018 12:45	23 503,0	4 908	20,88	24-06-2018 04:45	12 210,6	12 682	103,86
Lipiec	27-07-2018 13:15	23 205,2	6 875	29,63	15-07-2018 05:30	12 642,7	12 208	96,56
Sierpień	02-08-2018 13:15	23 680,3	3 221	13,60	19-08-2018 06:00	12 768,9	11 907	93,25
Wrzesień	19-09-2018 19:45	23 763,2	4 311	18,14	02-09-2018 06:00	13 012,0	11 817	90,82
Październik	29-10-2018 17:00	24 240,1	6 500	26,81	14-10-2018 04:45	13 743,9	12 887	93,76
Listopad	29-11-2018 16:45	26 291,9	7 541	28,68	04-11-2018 03:45	13 911,8	11 201	80,52
Grudzień	14-12-2018 13:15	26 253,7	5 113	19,47	25-12-2018 03:00	13 281,2	17 434	131,27

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W powyższym zestawieniu przedstawiono kalkulację wielkości rezerwy w oparciu o sumę rezerwy wirującej JWCD ciepłych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD ciepłych. Jak wynika z przedstawionych danych, najniższy stosunek poziomu rezerw do zapotrzebowania KSE na moc wystąpił

w trakcie porannego szczytu zapotrzebowania na moc 2 sierpnia 2018 r. (13,60%). Na uwagę zasługuje także wybrany przypadek wystąpienia zwiększonego zapotrzebowania na moc (pojedyncze przedziały godzinowe) w szczycie wieczornym, dla którego nie udało się utrzymać osiemnastoprocentowego buforu rezerw w stosunku do zapotrzebowania tj. w marcu 2018 r.

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 25 grudnia 2018 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

W 2018 r. okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były stosunkowo krótkie, a w drugiej połowie tego roku – incydentalne (w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy rezerwy zimnej w JWCD stwierdzono, że takie okresy nie wystąpiły).

Należy także zauważyć, że dla wybranych miesięcy 2018 r. występowały przedziały czasowe, w których wystąpił trwający powyżej jednej godziny spadek rezerwy mocy poniżej poziomu referencyjnego 9%. Przykładowo, w dniach: 24 września 2018 r. (w szczycie wieczornym o godzinie 19.30) oraz 23 maja 2018 r. (w szczycie porannym, o godzinie 8.45) w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczytową, wystąpiły najniższe w 2018 r. poziomy rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) w wysokości odpowiednio: 5,7% oraz 6,1%.

## Ocena nadwyżki mocy dostępnej dla OSP

Analizując poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym należy stwierdzić, że z punktu widzenia wartości z Planu Koordynacyjnego Roczno (PKR) dla 2018 r., nadwyżka mocy dostępna dla OSP została zaplanowana na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE za wyjątkiem okresów: styczeń-luty oraz wrzesień-listopad, kiedy to miał występować jej deficyt (zgodnie z obowiązującą IRIESP), przy planowaniu koordynacyjnym z horyzontem rocznym przyjmuje się, że niezbędna rezerwa mocy dyspozycyjnej ponad planowane zapotrzebowanie na moc powinna wynosić 18%).

Tabela 9. Roczny bilans mocy 2018 r. na podstawie PKR (wartości w MW)

Szczyt	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych dostępna dla OSP	29 555	29 719	29 038	27 685	26 309	26 670	26 958	26 776	27 224	28 167	29 141	29 944
Krajowe zapotrzebowanie na moc	25 596	25 390	24 391	22 942	22 128	22 300	22 509	22 518	23 300	23 883	25 100	25 338
Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	3 959	4 329	4 647	4 743	4 182	4 370	4 449	4 258	3 924	4 285	4 041	4 607
Wymagana przez OSP nadwyżka mocy (18% zapotrzebowania)	4 607	4 570	4 390	4 130	3 983	4 014	4 052	4 053	4 194	4 299	4 518	4 561
Różnica pomiędzy dostępną i wymaganą przez OSP nadwyżką mocy	-648	-241	257	613	199	356	398	205	-271	-14	-478	46

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

## Podsumowanie

Ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w 2018 r. pozwala na wyrażenie następujących spostrzeżeń:

- 28 lutego 2018 r. wystąpiło największe w historii KSE godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (26 230,60 MW), które przekroczyło reprezentatywną wielkość z roku poprzedzającego o ponad 217 MW (wzrost o ok. 0,83% r/r),
- wzrosło krajowe zużycie energii elektrycznej do poziomu 170,93 TWh, czyli o ponad 1,66% więcej w porównaniu z 2017 r. Tempo wzrostu tego zużycia było niższe niż tempo wzrostu PKB Polski w 2018 r., które według wstępnych szacunków GUS wynosiło 5,1%,

- wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie dochodzącym do ponad 46 GW, przy uwzględnieniu dynamiki tego wzrostu o ponad 5,80% (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 5,35% (r/r), czyli wartości obu mocy wzrosły szybciej niż w poprzednim 2017 r.,
- poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym, z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2018 r., kształtował się na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia funkcjonowania KSE (zgodnie z wymaganym w IRIESP marginesem bezpieczeństwa). Niemniej, należy jednak zwrócić uwagę na występowanie ujemnych rezerw w nadwyżce mocy dostępnej ponad wymaganą, przy szczytowych zapotrzebowania KSE na moc, co oznacza, że operator w procesie sterowania bezpieczeństwem pracy systemu musi podjąć odpowiednie środki zaradcze, adekwatne do większego zakresu ryzyka możliwego do zaistnienia,
- OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz zmianami w harmonogramie prowadzenia prac inwestycyjnych,
- istotnym czynnikiem podnoszącym bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej było włączenie do systemu elektroenergetycznego nowych mocy wytwórczych, w tym:
  - bloku nr 7 w Jaworznie o mocy osiągalnej 910 MWe (wrzesień 2018 r.);
  - bloku nr 6 w Opolu o mocy osiągalnej 900 MWe (listopad 2018 r.),
- w 2018 r. najbardziej dynamiczny rozwój w segmencie wytwarzania miał miejsce w technologii źródeł bazujących na węglu kamiennym. Wbrew prognozowanej tendencji wzrostowej, na dotychczasowym poziomie ustabilizował się segment technologii wytwarzania w oparciu o paliwo gazowe, pomimo kontynuacji sprzyjających trendów stymulujących rozwój tych technologii, m.in. cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- nastąpił zauważalny rozwój w segmencie wytwarzania OZE w technologii fotowoltaicznej, jednak przy braku kontynuacji rozwoju w technologii źródeł wiatrowych (z uwagi na brak czynników stymulujących ten rozwój, a wynikających z konsekwencji wprowadzenia ustawy „odległościowej” oraz zmian podatkowych związanych z opodatkowaniem budowli). Dla pewności dostaw energii wdrożono rynek mocy, który będzie funkcjonował od 2021 r.,
- w systemie elektroenergetycznym przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w zużyciu energii elektrycznej poprzez wprowadzenie awaryjnych stopni zasilania,
- w porównaniu do 2017 r. (w nawiązaniu do wystąpienia ekstremalnych zjawisk atmosferycznych: nawałnica z 10-12 sierpnia 2017 r., orkan „Ksawery”, orkan „Grzegorz”), w 2018 r. wystąpiło znacznie mniej anomalii pogodowych, co przełożyło się bezpośrednio na liczbę awarii pracy sieci elektroenergetycznej, poprzez korzystny poziom wskaźników jakościowych energii elektrycznej u wszystkich operatorów systemów energetycznych,
- obserwowany wzrostowy megatrend ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, a w szczególności jego zwiększona zmienność w 2018 r. (skutkująca istotnym wzrostem rynkowych cen energii elektrycznej), przy równoczesnym dążeniu do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, może zainicjować przyszłościową dywersyfikację struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce poprzez rozwój nowych mocy wytwórczych – w innej technologii wytwarzania, niż oparta na węglu oraz jej wybór w oparciu o kryterium najmniejszego kosztu krańcowego wytwarzania jednostki energii elektrycznej,
- w 2018 r. został opublikowany projekt *Polskiej Polityki Energetycznej do 2040 roku*. Dokument ten podejmuje problematykę zmian w strukturze miksu energetycznego a także wskazuje na rozwój w zakresie technologii magazynowania, elektromobilności, infrastruktury sieciowej, zwiększenie roli prosumenta oraz zmianę architektury rynku energii w Polsce. Powyższe zagadnienia, jako mające fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – w docelowej wersji dokumentu – winny znaleźć oparcie w transparentnych przepisach prawodawstwa, regulujących funkcjonowanie różnych segmentów rynku, w zakresie informacji dostępnej dla uczestników tych rynków, która pozwoli na podejmowanie możliwie najlepszych decyzji w oparciu o dane i ich analizę, co w efekcie pozwoli na bieżącą analizę i optymalizację kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

### 3.3.2. Monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze

Monitorowanie przez Prezesa URE inwestycji w zdolności wytwórcze opiera się na 15-letnich planach inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, przekazywanych Prezesowi URE co 2 lata (zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne) przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej nie niższej niż 50 MW.

W 2018 r. Prezes URE przeprowadził badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2018-2032. Prognozy obejmowały w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

Na podstawie zebranych informacji Prezes URE przygotował raport pt. „Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2018-2032”, który jest dostępny na stronie URE.

Wśród najważniejszych wniosków z ostatniego przeprowadzonego badania należy wymienić:

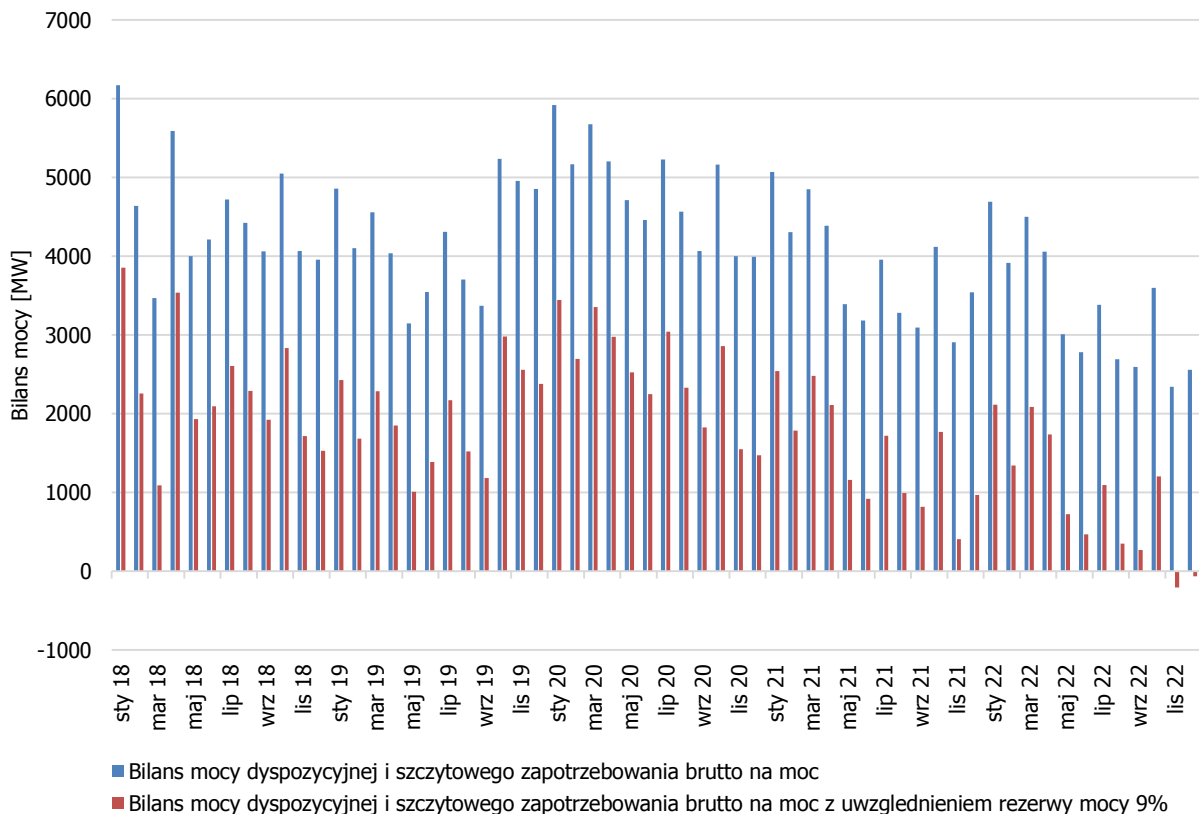
- wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że już w najbliższym czasie może zmaterializować się ryzyko braku możliwości zrównoważenia dostępnych mocy w KSE i szczytowego zapotrzebowania na moc przy zapewnieniu odpowiednich rezerw mocy w KSE. W szczególności już w 2019 r. mogą wystąpić istotne trudności z zapewnieniem bilansu mocy (dostaw energii do odbiorców bez konieczności wprowadzania ograniczeń) w okresie letnio-jesiennym przy zachowaniu wymaganych rezerw mocy. Na ocenę tej sytuacji wpływa m.in. fakt niewielkiego marginesu mocy dyspozycyjnej dostępnej w KSE w tym okresie przy założeniu rezerwy mocy jedynie na poziomie 9% ponad zapotrzebowanie tj. niezbędnej w warunkach operacyjnych. Warto podkreślić, że do analiz długoterminowych przyjmuje się znacznie wyższą wartość niezbędnej nadwyżki mocy<sup>36)</sup>,
- wyniki analizy opartej wyłącznie o źródła wytwórcze objęte badaniem nie uwzględniają możliwości importu mocy z zagranicy, inwestycji w nowe moce wytwórcze przez przedsiębiorstwa energetyczne nieobjęte badaniem oraz mocy zakontraktowanych w ramach interwencyjnej rezerwy zimnej IRZ (obecnie 830 MW) i DSR (obecnie ok. 500 MW w Programie Gwarantowanym),
- przedstawione przez badane przedsiębiorstwa energetyczne informacje o 15-letnich planach inwestycyjnych (w nowe moce wytwórcze, modernizację oraz wycofywania z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych) mogą nie uwzględniać zamierzeń inwestycyjnych prognozowanych w związku z uruchomieniem mechanizmu mocowego na podstawie ustawy o rynku mocy. W konsekwencji informacje przedstawione przez badane przedsiębiorstwa energetyczne mogły ulec zmianie po uruchomieniu mechanizmu mocowego – dotyczy to w szczególności okresów dostaw objętych mechanizmem mocowym,
- analiza pozyskanych danych wskazuje, że w latach 2018-2032 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 11,9 GW nowych mocy wytwórczych. Jednocześnie liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi ok. 11,8 GW,
- największy udział (64,8%) planowanych wycofań mocy wytwórczych stanowią jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym, a następnie jednostki opalane węglem brunatnym (28,9%). Wśród głównych przyczyn wycofań jednostek wytwórczych wytwórcy wskazali niespełnienie norm emisyjnych i zużycie techniczne,
- w przeprowadzonym badaniu w 2018 r. największy przyrost nowych mocy wytwórczych spodziewany jest w latach 2019-2020,
- największy udział w nowych mocach wytwórczych według technologii paliwowej stanowią jednostki działające w oparciu o węgiel kamienny (33,2%), wiatr (31,9%) oraz gaz ziemny (29,4%),
- ewentualne opóźnienie oddania do eksploatacji jednostek wytwórczych w Elektrowni Opole oraz trwałe wycofanie z eksploatacji jednostek wytwórczych w Elektrowni Adamów może przyczynić się do pogorszenia bilansu mocy,
- planowane łączne nakłady inwestycyjne w latach 2018-2032 w nowe moce wytwórcze w cenach bieżących, zaplanowane przez wytwórców, określono na poziomie 62 161 793,5 tys. zł przy planowanej mocy zainstalowanej 11 906,4 MW. Przy czym ok. 43% planowanych łącznych nakładów dotyczy jednostek wytwórczych na węglu kamiennym, ok. 30% – jednostek wiatrowych, zaś ok. 21% – jednostek na gazie ziemnym,

<sup>36)</sup> Zgodnie z obowiązującą IRiESP, przy planowaniu koordynacyjnym z horyzontem rocznym przyjmuje się, że niezbędna rezerwa mocy dyspozycyjnej ponad planowane zapotrzebowanie na moc powinna wynosić 18%.

- średnia cena energii elektrycznej wynikająca z planowanej sprzedaży i planowanych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej (według danych ankietowych) z nowych jednostek wytwórczych planowanych do realizacji w latach 2018-2032, liczona dla wszystkich technologii paliwowych, ukształtowała się na poziomie 237,20 zł/MWh.

Na poniższym rysunku przedstawiono bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania na moc w latach 2018-2022, z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9%, sporządzony na podstawie danych ankietowych.

Rysunek 16. Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2018 r. do grudnia 2022 r.<sup>37)</sup>



Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

W związku z zaobserwowanym ryzykiem braku możliwości zrównoważenia dostępnych mocy w KSE i szczytowego zapotrzebowania na moc przy zapewnieniu odpowiednich rezerw mocy w KSE, Prezes URE wystąpił do Ministra Energii z postulatem szczegółowej analizy tej sytuacji i podjęcia stosownych działań. W tej sprawie, na początku 2019 r. odbyło się w Ministerstwie Energii spotkanie z udziałem

<sup>37)</sup> Do badania możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym zastosowano następującą metodologię:

- prognozowane szczytowe zapotrzebowanie brutto na moc elektryczną przedstawiono według danych PSE S.A.,
- w zakresie nowych inwestycji – uwzględniono jedynie inwestycje o istotnym stopniu zaawansowania (inwestycja jest co najmniej na etapie montażu finansowego projektu), według danych przedstawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej 50 MW lub więcej oraz przez 11 największych grup kapitałowych prowadzących działalność energetyczną w Polsce,
- analizę przeprowadzono w oparciu o dane rzeczywiste (powykonawcze) dotyczące mocy dyspozycyjnej wszystkich jednostek wytwórczych w KSE za pełne 12 miesięcy w 2018 r. według danych PSE S.A., która to moc została powiększona w kolejnych latach o bilans mocy dyspozycyjnej wynikający z nowych inwestycji, wycofań z eksploatacji oraz przyrostu lub ubytku mocy w wyniku modernizacji,
- moc dyspozycyjną nowych jednostek wytwórczych oraz wynikającą z modernizacji istniejących źródeł wytwórczych obliczono przy wykorzystaniu współczynników korekcyjnych określonych w rozporządzeniu Ministra Energii z 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023,
- przyjęto założenie, że szczytowe zapotrzebowanie na moc pokrywane jest tylko przez źródła krajowe – pominięto moc wynikającą z importu, IRZ oraz programu DSR.

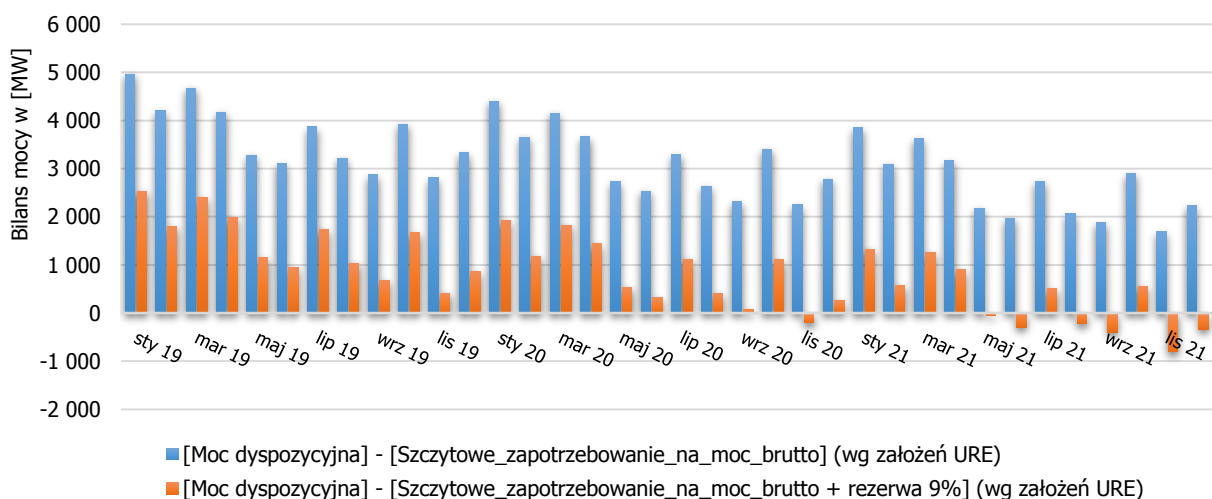
m.in.: Prezesa URE, Ministra Energii, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz PSE S.A.

W ramach prac zmierzających do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, na spotkaniu zapadły ustalenia dotyczące m.in. wznowienia prac nad zmianą rozporządzenia 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 ciepła<sup>38)</sup>.

Warto jednocześnie podkreślić, że informacje o zamierzeniach inwestycyjnych składa Prezesowi URE ok. 60 wytwórców energii elektrycznej, co stanowi niewiele ponad 5% koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych w obszarze wytwarzania energii elektrycznej<sup>39)</sup>. W konsekwencji wskazać należy, że analiza danych i informacji od przedsiębiorstw wytwórczych oraz formułowane wnioski na podstawie zgromadzonych danych ze względu na niepełny zakres zbieranych informacji mogą prowadzić do istotnych rozbieżności wobec faktycznego stanu i potrzeb inwestycyjnych całego sektora energii elektrycznej. Tym samym, wnioskowanie na podstawie informacji przedstawianych przez 60 wytwórców Prezesowi URE może nie być miarodajne dla prawidłowej oceny zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie krótko- i długoterminowym odbiorcom.

Jako uzasadnienie tego wniosku może służyć analiza URE bazująca na niepełnych informacjach zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne w porównaniu z analizą PSE S.A., która opiera się na pełnych danych. Obrazują to dane przedstawione na poniższych rysunkach.

**Rysunek 17.** Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2019 r. do grudnia 2021 r. – badanie URE

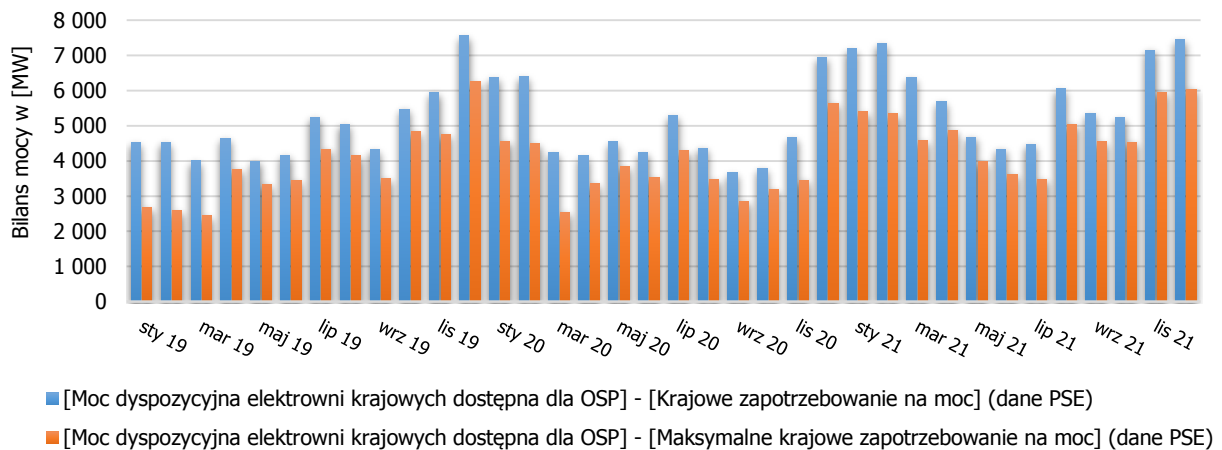


Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

<sup>38)</sup> Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924.

<sup>39)</sup> Biorąc pod uwagę, że niektóre przedsiębiorstwa energetyczne nie mają obowiązku uzyskania koncesji (na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne), liczba wytwórców energii elektrycznej jest znacznie większa niż liczba przedsiębiorstw znajdujących się w bazie koncesji URE.

Rysunek 18. Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc w okresie od stycznia 2019 r. do grudnia 2021 r. – dane PSE S.A.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

## Działania związane z rynkiem mocy

Potrzeba zapobieżenia sytuacji niedoboru energii elektrycznej w przyszłości była jednym z powodów przygotowania rozwiązań legislacyjnych, których głównym celem jest stworzenie zachęt inwestycyjnych do budowy nowych i modernizacji istniejących jednostek wytwórczych. Dla realizacji tego celu powstało nowe rozwiązanie regulacyjne – rynek mocy, które wprowadzono ustawą o rynku mocy. Ustawa ta wprowadziła nowy mechanizm pomocy publicznej, mający na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do wszystkich odbiorców końcowych w horyzoncie średnio- i długoterminowym. Przedmiotowy system pomocy publicznej został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 7 lutego 2018 r., opublikowaną 18 kwietnia 2018 r.

Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę architektury rynku energii z rynku jednotowarowego na dwutowarowy, gdzie transakcjom kupna-sprzedaży będzie podlegać nie tylko wytworzona energia elektryczna, ale również moc dyspozycyjna netto, czyli gotowość do dostarczania energii do sieci.

Mechanizm mocowy jest mechanizmem rynkowym, otwartym dla wszelkiego rodzaju dostawców zdolności wytwórczych (technologii), tj. zarówno dla podmiotów zapewniających regulację zapotrzebowania (DSR), jak i dla krajowych dostawców mocy już istniejących i nowych oraz podmiotów zagranicznych. Dzięki udziałowi w aukcjach mocy, dostawcy mocy pozyskują dodatkowe środki na stabilne funkcjonowanie istniejących źródeł, inwestycje modernizacyjne oraz budowę nowych niskoemisyjnych źródeł.

Ustawa o rynku mocy nałożyła na Prezesa URE szereg obowiązków związanych z realizacją ustawy. W systemie tym jednak Prezes URE nie odpowiada za realizację głównych procesów rynku mocy, takich jak certyfikacja ogólna i certyfikacja do aukcji głównej czy też aukcje mocy. Jego kluczowym zadaniem jest przede wszystkim dbałość o przejrzystość i transparentność rynku energii elektrycznej, co znajduje wyraz w ustawowym wymogu zatwierdzenia regulaminu Rynku mocy (co stało się na mocy decyzji Prezesa URE z 30 marca 2018 r.<sup>40)</sup>), a także w opiniowaniu parametrów do aukcji głównej. To na Prezesa URE ciąży także obowiązek ogłoszenia ostatecznych wyników każdej aukcji mocy.

Pierwsze trzy aukcje główne, zgodnie z zapisami ustawy o rynku mocy, odbyły się w listopadzie i grudniu 2018 r. – 15 listopada 2018 r. odbyła się aukcja główna na rok dostaw 2021, 5 grudnia – na 2022, a 21 grudnia – na 2023. Kolejne aukcje odbędą się w latach 2019-2025.

<sup>40)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/download/3/9841/DecyzjaRRM3003.pdf>



Tabela 10. Dane dotyczące aukcji głównych na lata dostaw 2021-2023

Rok dostaw	Liczba ofert, które wygrały aukcją główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]
2021	160	22 427,066
2022	120	23 038,875
2023	94	23 215,010

Źródło: URE.

## Projekty inwestycyjne związane z połączeniami transgranicznymi

Projekty inwestycyjne związane z połączeniami transgranicznymi zostały uwzględnione w planie rozwoju PSE SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025. Poniżej wyspecyfikowano projekty inwestycyjne realizowane w 2018 r., dotyczące rozbudowy połączeń międzysystemowych oraz zwiększenia technicznych zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej:

- Rozbudowa i modernizacja stacji energetycznej 400/220 kV Krajnik
- Rozbudowa i modernizacja stacji energetycznej 400/220/110 kV Mikułowa
- Budowa linii 400 kV Baczyna – Krajnik
- Budowa linii 400 kV Baczyna – Plewiska
- Rozbudowa stacji energetycznej 400/110 kV Baczyna
- Budowa linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice
- Rozbudowa stacji energetycznej 400/220/110 kV Świebodzice
- Budowa linii 400 kV Mikułowa – Czarna
- Budowa linii 400 kV Czarna – Pasikurowice
- Budowa linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów
- Rozbudowa stacji energetycznej 400/220 kV Stanisławów
- Rozbudowa stacji energetycznej 400/220/110 kV Ostrołęka
- Budowa linii 400 kV Kozienice – Siedlce Ujrzanów
- Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Kozienice
- Budowa linii 400 kV Ostrołęka – Olsztyn Mątki
- Rozbudowa stacji energetycznej 400/220/110 kV Olsztyn Mątki

Wykaz zadań inwestycyjnych służących budowie i rozbudowie połączeń transgranicznych zawarty jest w opracowanym w 2016 r. Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Sieci – TYNDP 2016.

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

Szczegółowe informacje na temat ogłaszania, organizowania i przeprowadzania przetargów na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na tę energię zawarte zostały w raportach z lat poprzednich. W 2018 r. ww. środki nie zostały podjęte przez Prezesa URE.

W pozostałym zakresie środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkiem niedoboru dostaw ze strony jednego lub większej liczby dostawców są określane przez ministra właściwego do spraw energii, jako organu odpowiedzialnego za nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe i energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych w zakresie określonym w ustawie – Prawo energetyczne.

Jednocześnie w grudniu 2017 r. uchwalona została ustawa o rynku mocy. Wprowadziła ona tzw. obowiązek mocy polegający na pozostawianiu przez jednostkę rynku mocy w gotowości do dostarczania mocy energii elektrycznej do systemu oraz zobowiązania do dostawy określonej mocy do systemu w okresie zagrożenia. Do zadań Prezesa URE w zakresie rynku mocy należy m.in. zatwierdzanie regulaminu rynku mocy czy rozstrzyganie sporów w sprawach spornych dotyczących aukcji mocy.

## 4. RYNEK GAZU ZIEMNEGO

### 4.1. Regulacja przedsiębiorstw sieciowych

#### 4.1.1. Unbundling

##### OSP

Na terytorium RP funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2018 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 6 grudnia 2068 r. oraz w oparciu o koncesję na przesyłanie paliw gazowych obowiązującą do 6 grudnia 2068 r. (w 2018 r. nastąpiło przedłużenie zarówno decyzji operatorskiej, jak i decyzji koncesyjnej),
- zarządzanie polskim odcinkiem gazociągu tranzytowego Jamał-Europa Zachodnia na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej z urzędu spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 31 grudnia 2025 r. na gazociągu, którego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A. posiadająca koncesję na przesyłanie paliw gazowych.

W zakresie operatorstwa na sieciach własnych zastosowanie ma model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU), zaś w zakresie sieci, które nie stanowią własności OGP Gaz-System S.A., tj. polskiego odcinka gazociągu jamalskiego – zastosowanie ma model niezależnego operatora systemu (ISO). W myśl art. 12a ustawy – Prawo energetyczne podmiotem wykonującym uprawnienia Skarbu Państwa, jako jedyne akcjonariusza tej Spółki, jest Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej.

Decyzje w sprawie przyznania spółce OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności na obu sieciach wraz z opiniami Komisji Europejskiej zostały wydane w latach 2014-2015 i ogłoszone w Biuletynie URE. Procedura certyfikacji operatorów systemów przesyłowych została uregulowana w art. 9h<sup>1</sup> i 9h<sup>2</sup> ustawy – Prawo energetyczne. Szczegółowe informacje na temat procedury certyfikacji zostały zawarte w poprzednich wersjach Raportu.

#### Zasady unbundlingu określone w ustawie – Prawo energetyczne

Zakres działalności, którą może wykonywać OSP, OSD i OSM, zakres zwolnień z obowiązków unbundlingu dla OSD oraz postanowienia dotyczące niezależności ww. operatorów systemów są uregulowane w ustawie – Prawo energetyczne i zostały szczegółowo opisane w poprzednich wersjach Raportu.

#### Operatorzy systemu dystrybucyjnego

Według stanu na 31 grudnia 2018 r. działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych wykonywało 55 operatorów systemów dystrybucyjnych wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym jeden operator prawnie wydzielony.

Ww. jeden OSD podlegający obowiązkowi unbundlingu to PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG. 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 54 przedsiębiorstw energetycznych wykonywało funkcje OSD o charakterze lokalnym i nie podlegało obowiązkowi unbundlingu.

## Operator systemu magazynowania

W 2018 r. funkcję operatora systemu magazynowego pełniła spółka 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 2018 r. spółka wykonywała swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych: KPMG Mogilno, PMG Husów, PMG Wierzchowice, PMG Strachocina, PMG Swarzów, PMG Brzeźnica oraz KPMG Kosakowo.

W grudniu 2018 r. OSM wystąpił z wnioskiem o zmianę decyzji koncesyjnej poprzez rozszerzenie jej zakresu o nowe, dodatkowe pojemności magazynowe czynne w PMG Kosakowo. Decyzja zmieniająca koncesję MPG i tym samym umożliwiającą wykonywanie funkcji OSM na nowych, dodatkowych pojemnościach magazynowych PMG Kosakowo została wydana w lutym 2019 r.

## Operatorzy systemu skraplania gazu ziemnego

Według stanu na 31 grudnia 2018 r., Prezes URE wydał 8 decyzji przyznających status operatora systemu skraplania gazu ziemnego. Operatorami tymi są następujące podmioty: Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., DUON Dystrybucja Sp. z o.o., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNiG S.A., Barter S.A., Polskie LNG S.A, Blue Cold Sp. z o.o. oraz Pan Stanisław Andrysiewicz, prowadzący działalność gospodarczą pod firmą Zakład Budowlany – Stanisław Andrysiewicz.

## Programy Zgodności

Na rynku funkcjonują dwa podmioty zobowiązane do opracowania programów zgodności oraz składania sprawozdań z ich realizacji: Gas Storage Poland Sp. z o.o. (OSM) oraz PSG Sp. z o.o. (OSD).

W OSD Inspektor ds. zgodności podlega bezpośrednio zarządowi i nie łączy swojej funkcji z innymi stanowiskami. Inspektora w realizacji jego obowiązków wspomagają koordynatorzy z poszczególnych oddziałów spółki. Z kolei w OSM funkcja Inspektora ds. zgodności w 2018 r. łączona była ze stanowiskiem w dziale zajmującym się obsługą prawną. W ramach realizacji zadań Inspektorzy ds. zgodności realizowali m.in. następujące działania:

- udzielali odpowiedzi na pytania pracowników, w tym dokonywali interpretacji Programów Zgodności,
  - opiniowali wewnętrzne akty prawne dotyczących tych sfer aktywności, które zostały objęte zakresem przedmiotowym Programu Zgodności,
  - analizowali zapisy obowiązujących regulacji wewnętrznych pod kątem ich spójności z postanowieniami Programu,
  - uczestniczyli w procesie udostępniania podmiotom zewnętrznym informacji dotyczących działalności Spółki, w tym organom administracji publicznej oraz przedsiębiorstwom energetycznym,
  - prowadzili szkolenia dla pracowników, w tym nowo przyjętych.
- Oba podmioty opublikowały swoje Programy Zgodności na stronach internetowych.

W 2018 r. w OSD i OSM nie stwierdzono przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników. Nie wpłynęły również skargi dotyczące stosowania postanowień Programu Zgodności jak i zawiadomienia o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

W 2018 r. Inspektorzy ds. zgodności PSG Sp. z o.o. i Gas Storage Poland Sp. z o.o. brali aktywny udział w pracach nad aktualizacją Wytycznych, o których mowa w pkt. 3.1.1.

W 2019 r. Prezes URE oczekuje dostosowania przez operatorów Programów Zgodności do zaktualizowanych Wytycznych.

## 4.1.2. Funkcjonowanie techniczne systemu

### Zasady bilansowania systemu przesyłowego

Zgodnie z obowiązującymi w Polsce przepisami, bilansowanie operacyjne w krajowym systemie gazowym (systemie wejścia-wyjścia) jest prowadzone przez OSP. System wejścia-wyjścia obejmuje sieci pomiędzy punktem wejścia do systemu przesyłowego a punktem wyjścia z systemu dystrybucyjnego. Bilansowanie fizyczne jest wykonywane poprzez zakup i sprzedaż gazu przez OSP na potrzeby zapewnienia pracy sieci w jej limitach operacyjnych. Bilansowanie handlowe oparte jest na zasadzie rozliczenia dobowego użytkowników sieci. Zasady bilansowania systemu są zgodne z rozporządzeniem BAL NC, z uwzględnieniem środków tymczasowych opisanych poniżej.

W polskim systemie przesyłowym występują 3 obszary bilansowania: obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSPWM), obszar bilansowania na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia (SGT) oraz obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSPZA). Obszar bilansowania gazu zaazotowanego nie posiada połączeń wzajemnych z pozostałymi obszarami bilansowania oraz z obszarami bilansowania na terenie innych państw.

OSP bilansuje system wejścia-wyjścia poprzez zakup i sprzedaż standardowych produktów krótkoterminowych na giełdzie gazu. Bilansowanie operacyjne ma na celu utrzymanie sieci w jej limitach operacyjnych oraz efektywną i ekonomicznie uzasadnioną eksploatację sieci. Bilansowanie operacyjne przyczynia się do zwiększenia płynności krótkoterminowego rynku gazu w Polsce.

Regulacje dotyczące bilansowania systemu gazowego w 2018 r. obejmują przede wszystkim kwestie stosowania środków tymczasowych, neutralności działań bilansujących oraz prowadzenia obrotu na sąsiednim obszarze bilansowania. W chwili obecnej środki tymczasowe nie są stosowane i przepisy rozporządzenia BAL NC zostały w pełni wdrożone.

Środki tymczasowe były stosowane na podstawie przepisów rozporządzenia BAL NC. Ich głównym zadaniem było ułatwienie budowy płynnego, konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. W ramach obszaru bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego jako środki tymczasowe była stosowana platforma rynku bilansującego oraz tolerancja niezbilansowania, której poziom wynosił do 1 kwietnia 2018 r. 5%, natomiast po tym dniu poziom tolerancji został obniżony do 2,5%. W ramach obszaru bilansowania SGT oraz obszaru bilansowania gazu zaazotowanego utrzymano środki tymczasowe w postaci platformy rynku bilansującego oraz tymczasowej opłaty za niezbilansowanie. Tymczasowa opłata za niezbilansowanie jest obliczana w oparciu o mechanizm cen krańcowych, odmiennie dla obszaru bilansowania SGT oraz obszaru bilansowania gazu zaazotowanego.

Decyzja Prezesa URE z 29 września 2019 r. w przedmiocie zatwierdzenia sprawozdania dotyczącego środków tymczasowych wygasła 1 października 2018 r. W związku z tym, stosownie do art. 45-50 rozporządzenia BAL NC, na wniosek OGP Gaz-System S.A. Prezes URE 24 września 2018 r. wydał decyzję w przedmiocie środków tymczasowych. W każdym z trzech obszarów bilansowania zostały utrzymane środki tymczasowe, jednakże wyłącznie do 1 kwietnia 2019 r. Zgodnie bowiem z przepisami rozporządzenia BAL, sprawozdanie dotyczące środków tymczasowych musi przewidywać ich zakończenie nie później niż po upływie 5 lat od dnia wejścia w życie tego rozporządzenia. Oznacza to, że można stosować środki tymczasowe nie dłużej niż do 16 kwietnia 2019 r.

Istotnym wydarzeniem, które w dłuższej perspektywie czasowej może przyczynić się do rozwoju konkurencji na rynku gazu zaazotowanego jest rozpoczęcie oferowania możliwości obrotu gazem ziemnym zaazotowanym na platformie obrotu prowadzonej przez TGE S.A. Wprowadzenie możliwości obrotu gazem zaazotowanym było związane przede wszystkim z zakończeniem stosowania środków tymczasowych. Zgodnie bowiem z przepisami rozporządzenia BAL NC operator systemu przesyłowego powinien mieć możliwość obrotu gazem na potrzeby zbilansowania każdego obszaru bilansowania. TGE S.A. rozpoczęła notowania w grudniu 2018 r. Należy podkreślić, że stanowi to pierwszy krok w kierunku budowania płynnego rynku na którym przedsiębiorstwa będą mogły swobodnie kupować gaz.

OSP w celu zbilansowania określonego obszaru bilansowania ma prawo podejmować działania bilansujące na obszarach sąsiednich. Jednakże w 2018 r. OSP nie podejmował działań na sąsiednim obszarze bilansowania. Decyzją z 27 sierpnia 2018 r. Prezes URE wyraził ponownie zgodę na prowadzenie przez OSP obrotu gazem na platformie obrotu EEX działającej na obszarze bilansowania GASPOOL (Republika Federalna Niemiec) oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania w celu prowadzenia działań bilansujących w obszarze bilansowania Systemu Gazociągów Tranzytowych oraz w obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Możliwość nabycia bądź sprzedaży standardowych produktów krótkoterminowych przez OSP na giełdzie EEX

stanowi dodatkową, alternatywną dla transakcji zawieranych na platformie handlowej (obrotu) prowadzonej przez TGE S.A., możliwość podejmowania efektywnych działań bilansujących przez OSP. Ponadto, zgodnie z decyzją z 27 sierpnia 2018 r. OSP może podejmować działania bilansujące na obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego w celu zbilansowania obszaru bilansowania SGT. Decyzja zezwala również na transport gazu ziemnego z obszaru bilansowania GASPOOL do obszaru bilansowania SGT i KSP oraz z obszaru bilansowania KSP do SGT na potrzeby związane z działaniami bilansującymi. Dodatkowo, w roku gazowym 2018/2019 operator może prowadzić obrót gazem na terytorium Republiki Czeskiej w celu zbilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego.

Działania bilansujące na sąsiednich obszarach bilansowania mogą być podejmowane przez operatora w przypadku braku możliwości wykorzystania platformy handlowej, na której OSP jest zobowiązany prowadzić działania bilansujące dla danego obszaru bilansowania albo w przypadku konieczności podjęcia działań bilansujących związanych z daną lokalizacją na granicy z obszarem bilansowania GASPOOL, obszarem bilansowania na terenie Republiki Czeskiej lub w Punkcie Wzajemnego Połączenia pomiędzy SGT a obszarem bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Warto wyjaśnić, że zgoda dotyczy tylko ww. przypadków. Natomiast Prezes URE odmówił wyrażenia ogólnej zgody na prowadzenie obrotu na sąsiednim obszarze bilansowania bez wskazania określonych sytuacji. Zgodnie bowiem z art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL NC prowadzenie obrotu na sąsiednim obszarze bilansowania jest alternatywą wobec prowadzenia obrotu w obszarze bilansowania, dla którego dany podmiot został wyznaczony OSP, a zatem OSP powinien przede wszystkim podejmować działania bilansujące w ramach określonego obszaru. Dopiero w sytuacji, gdy istnieje prawdopodobieństwo, że nie jest możliwe zbilansowanie obszaru, należy podjąć działania bilansujące na obszarze sąsiednim. Decyzja Prezesa URE z 27 sierpnia 2018 r. zaczęła obowiązywać 1 października 2018 r. i będzie stosowana do 1 października 2019 r.

15 grudnia 2018 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą nowy „Mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Systemu Przesyłowego Gaz-System S.A. w związku z wejściem w życie rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych”. Postępowanie toczyło się od sierpnia 2018 r. Ze względu na konieczność przeprowadzenia konsultacji nowego mechanizmu z użytkownikami rynku, zostało przedłużone obowiązywanie decyzji Prezesa URE z 1 października 2015 r. regulującej poprzednio obowiązujący mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących. Konsultacje z użytkownikami zostały przeprowadzone w okresie 29 września – 9 października 2018 r. Nowy mechanizm zapewnienia neutralności działań bilansujących wprowadza przede wszystkim nowe zasady ustalania wysokości niezbędnych zabezpieczeń, które użytkownicy są zobowiązani przedstawić OSP. Zgodnie z nowymi zasadami użytkownicy sieci muszą utrzymywać zabezpieczenia wynoszące albo dwukrotność wartości przydziału przepustowości, albo odpowiadające 125% wartości wierzytelności objętych fakturą wystawioną przez OSP oraz dobowej wielkości niezbilansowania, zależnie od tego, która z tych kwot jest większa. Wprowadzono również nowe zasady weryfikacji zabezpieczeń. OSP będzie weryfikować wysokość zabezpieczenia za dzień poprzedni i w przypadku stwierdzenia, że ustanowiono zbyt niskie zabezpieczenie, OSP jest zobowiązany podejmować stosowane działania. Należy zaznaczyć, że w przypadku gdy zabezpieczenie będzie wynosić więcej niż 50%, lecz mniej niż 125% wartości roszczeń OSP, OSP wzywa użytkownika do uzupełnienia wysokości zabezpieczenia w terminie 48 godzin. Jeżeli jednak wysokość zabezpieczenia wynosi mniej niż 50% wartości zobowiązań użytkownika sieci wobec OSP, zawieszenie następuje bez wzywania do uzupełnienia wysokości zabezpieczenia. W obu przypadkach usługa przesyłania zostanie wznowiona jeżeli użytkownik sieci najpóźniej w ciągu 72 godzin od zawieszenia uzupełni zabezpieczenie finansowe do odpowiedniego poziomu.

Wprowadzenie nowych zasad rozliczenia bilansowania związane jest przede wszystkim z dążeniem do zapewnienia, aby to użytkownicy byli zmotywowani do bilansowania ilości wprowadzanego i wyprowadzanego z sieci gazu w ciągu doby. Nowy mechanizm zapewnia korelację pomiędzy poziomem niezbilansowania a wysokością wymaganego zabezpieczenia. Innymi słowy, im mniejsze niezbilansowanie dobowe danego uczestnika, tym mniejsza wysokość wymaganego zabezpieczenia. Wprowadzenie takiego mechanizmu ma na celu zapewnienie bezpiecznego funkcjonowania sieci oraz powinno przyczynić się do zwiększenia płynności rynku, ponieważ użytkownicy zwiększą liczbę dokonywanych przez nich transakcji obrotu gazem ziemnym.

Warto nadmienić, że mechanizm neutralności został skorelowany z wprowadzoną do polskiego systemu prawnego instytucją sprzedawcy rezerwowego, który dostarcza gaz odbiorcom w sytuacji, gdy dotychczasowy sprzedawca musi zaprzestać sprzedaży gazu do swoich odbiorców m.in. z powodu

nieustanowienia zabezpieczenia finansowego w wymaganej wysokości. Decyzja zatwierdzająca mechanizm zapewnienia neutralności działań bilansujących OSP jest stosowana od 1 stycznia 2019 r.

Ponadto, wykonując obowiązki związane z publikacją odpowiednich danych na podstawie przepisów rozporządzenia BAL NC, operator systemu przesyłowego publikuje na stronie internetowej informacje o kosztach i liczbie działań bilansujących.

W 2018 r. w jednym punkcie wejścia do systemu przesyłowego stosowane były usługi bilansujące. Zasady stosowania tych usług zostały zawarte w art. 8 rozporządzenia BAL NC oraz umowie na świadczenie tych usług, która jest zawierana przez operatora systemu przesyłowego po przeprowadzeniu niedyskryminacyjnej procedury przetargowej. Niewielki udział usług bilansujących w ogólnym wolumenie przesyłanego gazu ziemnego powoduje, że ich wpływ na funkcjonowanie rynku i jego konkurencyjność jest mniejszy niż znikomy.

W marcu 2018 r. wraz z konsultacjami projektu zmian do IRiESP, OSP przeprowadził konsultacje metod i założeń leżących u podstaw wprowadzenia obowiązku śróddziennego w punktach połączeń międzysystemowych na granicy RP z państwami, które nie są członkami Unii Europejskiej, przede wszystkim w punkcie Tietierovka. Obowiązki śróddzienne zostały uregulowane w art. 24-28 rozporządzenia BAL NC. Istotą obowiązku śróddziennego jest nałożenie na użytkowników sieci wymogu określonego postępowania na rynku w trakcie doby gazowej w celu zapewnienia integralności sieci przesyłowej oraz ograniczenia do minimum konieczności podejmowania działań bilansujących przez OSP. W toku postępowania Prezes URE ustalił, że obowiązek śróddzienny w kształcie zaproponowanym przez operatora nie spełnia warunków wskazanych w art. 26 ust. 2 rozporządzenia BAL NC. Ponadto w ocenie Prezesa URE obowiązek śróddzienny spełniałby cele wskazane w art. 24 ust. 1 rozporządzenia BAL NC jedynie częściowo i w ograniczonym przedziale czasowym. W przypadku punktu połączenia międzysystemowego Tietierovka niezbędne jest bowiem wybudowanie fizycznego połączenia łączącego obszar zasilany gazociągiem Tietierovka-Grabówka z pozostałą częścią systemu przesyłowego, co również przyczyni się do rozwoju rynku i zwiększenia jego konkurencyjności. Wybudowanie fizycznego połączenia umożliwi większej liczbie użytkowników sieci oferowanie gazu ziemnego odbiorcom zamieszkującym na Podlasiu.

W 2016 r. PSG Sp. z o.o. decyzją Prezesa URE została wyznaczona podmiotem odpowiedzialnym za prognozowanie. PSG Sp. z o.o. wypełnia obowiązki, o których mowa w art. 39 ust. 1 rozporządzenia BAL NC, tzn. przekazuje OSP działającemu na obszarze bilansowania gazu E i Lw informacje, które są niezbędne do celów przedstawiania informacji użytkownikom sieci na mocy tego aktu. Informacje te obejmują ilości dostarczane do systemu dystrybucyjnego i ilości odbierane z systemu dystrybucyjnego. Przekazywanie informacji odbywa się w procesie alokacji operatywnych i rozliczeniowych opisanych w IRiESP i IRiESD PSG Sp. z o.o. oraz w ramach pełnienia przez PSG Sp. z o.o. obowiązków podmiotu odpowiedzialnego za prognozowanie. Informacje są przedstawiane OSP w terminie umożliwiającym OSP przekazanie tych informacji użytkownikom sieci. Przedmiotowe terminy zostały określone w IRiESP oraz IRiESD PSG Sp. z o.o.

Stosownie do art. 40 rozporządzenia BAL NC, PSG Sp. z o.o. pozyskuje i przekazuje do OSP alokacje operatywne i rozliczeniowe na potrzeby OSP w celu określenia niezbilansowania użytkowników systemu. PSG Sp. z o.o. przekazuje codziennie do OSP dane dotyczące ilości paliwa gazowego w kWh dla systemu gazu E i Lw w punktach wyjścia i wejścia z/do systemu przesyłowego będących punktami wejścia i wyjścia do/z systemu dystrybucyjnego.

Realizując obowiązki wynikające z rozporządzenia BAL NC, PSG Sp. z o.o. wykonuje i wysyła do OSP alokacje rozliczeniowe za poprzedni miesiąc w terminie 7 dni roboczych po zakończeniu miesiąca, którego alokacje dotyczą.

Zakres przekazywanych danych w trybie operatywnym i rozliczeniowym obejmuje: ilości wprowadzone do systemu dystrybucyjnego w punktach wyjścia z sieci przesyłowej, ilości wprowadzone w źródłach przyłączonych do systemu dystrybucyjnego, ilości pobrane przez OSD na zużycie własne, ilości pobrane przez użytkowników systemu w punktach mierzonych codziennie i ilości określone według profili do alokacji w punktach mierzonych rzadziej niż codziennie.

W związku z obowiązkiem wynikającym z art. 42 ust. 3 rozporządzenia BAL NC, dotyczącym prognozowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci, spółka – jako podmiot odpowiedzialny za prognozowanie – opracowała metodę szacowania dobowych ilości gazu ziemnego odbieranych przez poszczególnych użytkowników systemu dystrybucyjnego. W sierpniu 2016 r. został przygotowany dokument pn. „Metoda prognozowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci” opisujący metodologię prognozowanych ilości gazu. Dokument ten został opublikowany na stronie internetowej PSG Sp. z o.o. Wdrożenie metody

prognozowania ilości paliwa gazowego zostało poprzedzone konsultacjami z OSP oraz konsultacjami rynkowymi z użytkownikami systemu.

Stosownie do art. 42 ust. 3 rozporządzenia BAL NC, PSG Sp. z o.o. przygotowała dokument „Sprawozdanie Podmiotu Odpowiedzialnego za Prognozowanie w sprawie dokładności prognoz mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci” za okres wrzesień 2016 – sierpień 2018. Sprawozdanie zawiera podsumowanie procesu wyznaczenia PSG Sp. z o.o. podmiotem odpowiedzialnym za prognozowanie, opis metodologii prognozowania, ocenę wyników prognozowania oraz plany na przyszłość. Dokument został opublikowany na stronie internetowej PSG Sp. z o.o. we wrześniu 2018 r. Spółka wskazała w nim, że wyniki alokacji rozliczeniowej w okresie obejmującym sprawozdanie wykazują znaczące rozbieżności w stosunku do prognoz ilości mierzonych rzadziej niż codziennie. O ile w miesiącach zimowych różnice nie są znaczące, to przykładowo w czerwcu, lipcu i sierpniu 2018 r. skala błędnych prognoz wyniosła ok. 70-80%<sup>41)</sup>. W ocenie Prezesa URE taka skala błędów w prognozowaniu wymaga wprowadzenia szeregu zmian, w tym m.in. do IRIESD, które będą zapobiegać w przyszłości powstaniu tak znaczących rozbieżności. Poprawa obecnej sytuacji może również wymagać wprowadzenia zmian do obowiązujących przepisów prawa. Wprowadzenie ww. opisanych zmian niewątpliwie przyczyni się do zwiększenia przewidywalności sytuacji na rynku, a tym samym wpłynie pozytywnie na rozwój konkurencji, ponieważ zwiększy się liczba podmiotów korzystających z usług operatora systemu dystrybucyjnego.

Systemy dystrybucyjne przyłączone do sieci przesyłowej są elementem obszarów bilansowania zarządzanych przez OSP. Zgodnie bowiem z obowiązującą regulacją OSP odpowiada za bilansowania fizyczne systemów dystrybucyjnych. Zatem niezbilansowanie uczestników rynku powinno zostać zniwelowane przez OSP poprzez zakup lub sprzedaż krótkoterminowych produktów (STSP). Zgodnie z rozporządzeniem BAL NC to OSP nakłada na poszczególnych użytkowników sieci opłatę wynikającą z ich poziomu niezbilansowania. OSD uczestniczą w ustaleniu poziomu niezbilansowania poszczególnych użytkowników systemu poprzez alokowanie na nich dobowych ilości dostarczonych do systemu dystrybucyjnego.

PSG Sp. z o.o., pełniąca funkcję największego OSD w kraju, została wyznaczona przez Prezesa URE podmiotem odpowiedzialnym za przygotowywanie dla użytkowników systemu prognoz dostarczanych przez nich ilości mierzonych rzadziej niż codziennie (dotyczy to przede wszystkim gospodarstw domowych) na obszarze, na którym prowadzi działalność dystrybucyjną. Informacja o prognozowanej ilości gazu pobranej w danej dobie przekazywana jest użytkownikom sieci za pośrednictwem OSP.

## Standardy bezpieczeństwa i niezawodności dostaw, standardy jakościowe

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

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

W 2018 r. monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych uwidoczniło dalszy postęp prac mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, tj. działań przyczyniających się do liberalizacji rynku oraz bezpośrednio wpływających na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. Jest to o tyle istotne, że poprawa stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ma wpływ na sposób jego postrzegania pod kątem

<sup>41)</sup> *Sprawozdanie Podmiotu Odpowiedzialnego za Prognozowanie w sprawie dokładności prognoz mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci*, wrzesień 2018, s. 103, <https://www.psgaz.pl/documents/21201/-404516/Sprawozdanie+Podmiotu+Odpowiedzialnego+za+Prognozowanie/ce1e41a2-3606-40e1-b9ac-f297a7d84e13>.

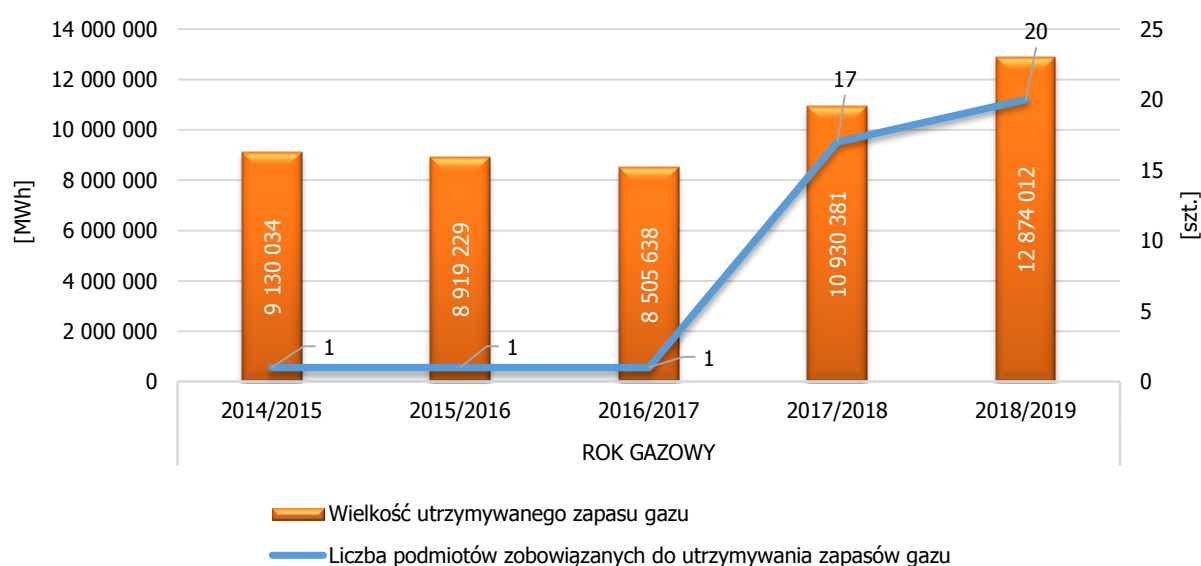
dostępności i niezawodności dostaw, co jest czynnikiem wpływającym na rozwój elektroenergetyki, czystego transportu oraz poprawę stanu środowiska naturalnego.

W tym kontekście szczególnie znaczenie ma tu realizacja Projektu Baltic Pipe, tj. połączenia gazowego mającego umożliwić dostawy gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego poprzez duński system przesyłowy i podmorskie połączenie z Danii do Polski (Baltic Pipe), a w dalszej perspektywie również do innych krajów Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego. W tym aspekcie odnotowano postęp w realizacji projektu.

W 2018 r. Prezes URE monitorował również działania w zakresie realizacji innych połączeń międzysystemowych mających kluczowe znaczenie dla budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej oraz w regionie Morza Bałtyckiego, mającego na celu zapewnienie bezpieczeństwa i poprawę stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. W zakresie inwestycji na sieci przesyłowej mających zapewnić bezpieczeństwo dostaw gazu monitoring obejmował również realizację zadań modernizacyjnych i odtworzeniowych, wynikających z potrzeb technicznych lub eksploatacyjnych.

Ponadto elementem oceny standardów bezpieczeństwa dostaw gazu zalicza się kontrolę wypełniania przez zobowiązane do tego podmioty obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz raportowanie przez operatorów wprowadzanych ograniczeń dostaw. W latach 2017-2018 nastąpiły istotne zmiany w zakresie obowiązków utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. W wyniku przeprowadzonych nowelizacji ustawy o zapasach liczba podmiotów faktycznie utrzymujących zapasy obowiązkowe gazu ziemnego wzrosła, to z kolei przełożyło się na wzrost wielkości utrzymywanych zapasów. W kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski ten trend należy uznać za pozytywny.

Rysunek 19. Utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w latach 2014-2019



Źródło: Opracowanie własne URE.

Z perspektywy ostatnich lat na pozytywną ocenę z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw należy uznać również budowę Terminalu LNG w Świnoujściu, dzięki czemu możliwa jest dostawa gazu z globalnych rynków gazu. Inwestycja ta przyczyniła się do fundamentalnej zmiany w energetyce gazowej kraju, dzięki niej obecnie 1/3 krajowej konsumpcji gazu może być zaspokajana dostawami LNG.

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

Wymagania w zakresie parametrów jakościowych dostarczanych paliw gazowych oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym sposób realizacji reklamacji, zostały określone w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu



gazowego<sup>42)</sup>. Zgodnie z tym rozporządzeniem paliwa gazowe dostarczane przez przedsiębiorstwa gazownicze powinny spełniać odpowiednie parametry jakościowe, natomiast OSP i OSD zostały zobowiązane do przeprowadzania badań poszczególnych parametrów jakościowych. Kontrolowanie jakości paliw gazowych może być również wykonywane na wniosek odbiorcy. Odbiorca pokrywa koszty badania jakości paliwa gazowego, tylko w przypadku, gdy nie stwierdzono niedotrzymania przez OSD, OSP parametrów jakościowych paliwa gazowego. Na zlecenie odbiorcy oraz dla jego wyłącznych potrzeb, OSD może wykonać analizę składu paliwa, w tym określić wartość opałową dla danego miejsca odbioru. Informacje o dostępności tego badania oraz o wysokości opłaty zamieszczono na stronie internetowej OSD.

Ponadto, w razie zastrzeżeń dotyczących ilości dostarczanych paliw gazowych, odbiorca może zażądać zbadania prawidłowości działania układu pomiarowego w niezależnym laboratorium badawczym posiadającym akredytację jednostki certyfikującej, uzyskaną na zasadach i w trybie określonym w ustawie z 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności<sup>43)</sup> oraz ponownie – zgłosić potrzebę wykonania dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowego. W przypadku stwierdzenia na drodze badania laboratoryjnego nieprawidłowości, przedsiębiorstwo energetyczne pokrywa koszty badań, a także na własny koszt dokonuje korekty opłat za dostarczone paliwo gazowe na zasadach i w terminach określonych w taryfie. Podobnie w przypadku, gdy w wyniku laboratoryjnego sprawdzenia układu pomiarowego, nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniu układu pomiarowego, a następnie dodatkowa ekspertyza zewnętrzna wykonana na zlecenie odbiorcy wykazała nieprawidłowości we wskazaniach układu pomiarowego, koszty obciążają przedsiębiorstwo energetyczne.

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

Działania regulacyjne Prezesa URE w zakresie kontroli standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych gazu przejawiają się również w procesie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych. Prezes URE akceptuje bowiem zawarte w taryfach ceny i stawki opłat tylko wtedy, gdy zostaną one skalkulowane przy uwzględnieniu parametrów jakościowych określonych w powołanym wyżej rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych określonych w ww. rozporządzeniu odbiorcy przysługują bonifikaty, sposób ustalenia których określa taryfa. Postanowienia taryfy dotyczą ponadto bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Sposób ustalenia bonifikat precyzują przepisy rozporządzenia z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi<sup>44)</sup>, a ich wysokość określona jest w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach.

Odbiorcy skarżąc się regulatorowi na działania przedsiębiorstw gazowniczych często nie znają swoich praw. W takich przypadkach udzielane są im wyjaśnienia oraz informacje o prawach i obowiązkach, zgodnie z aktualnie obowiązującym stanem prawnym. Obszerne informacje dla odbiorców są również zamieszczone na stronie internetowej URE (www.ure.gov.pl), w szczególności w Zbiorze Praw Konsumenta Energii Elektrycznej i Zbiorze Praw Konsumenta Paliw Gazowych<sup>45)</sup>.

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

<sup>42)</sup> Dz. U. z 2018 r. poz. 1158, z późn. zm.

<sup>43)</sup> Dz. U. z 2019 r. poz. 155, z późn. zm.

<sup>44)</sup> Dz. U. z 2018 r. poz. 640.

<sup>45)</sup> <http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/5768,Konsumencie-paliw-i-energii-Poznaj-swoje-prawa-przed-wakacjami.html?search=54599>

## Monitorowanie czasu potrzebnego do wykonania przyłączeń i napraw

Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu na sieci przesyłowej w 2018 r. zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 11. Informacje o przerwach i ograniczeniach w dostawach gazu na sieci przesyłowej w 2018 r.

	Liczba	Przerwy i ograniczenia			
		czas trwania [min]	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas [min/odb.]	ilość niedostarczonego paliwa [mln m <sup>3</sup> /MWh]
Awarie	35	2164,2	3	721,4	0,082/913,7
Prowadzone prace planowe	72	1 124 618,0	11	102 238,0	141,1/1 587 371
Ograniczenia	–	–	–	–	–

Źródło: URE.

W 2018 r. OGP Gaz-System S.A. odnotował 35 awarii, z których 3 spowodowały przerwy w przesyłaniu gazu. Przerwy te trwały łącznie 2 164,2 min. W stosunku do 2017 r. liczba awarii spadła o 4 (39 awarii), natomiast łączny czas przerw w przesyłaniu gazu wzrósł ponad dwukrotnie z 1 055 min. w 2017 r. do 2 164,2 min w 2018 r., co po przeliczeniu daje średni czas trwania przerwy w przesyłaniu gazu na poziomie 721,4 min. Łączna ilość niedostarczonego paliwa w 2018 r. w wyniku awarii wyniosła 0,082 mln m<sup>3</sup> (913,7 MWh).

Ponadto w 2018 r. na sieci przesyłowej prowadzono 72 prace planowe, z których 3 spowodowały przerwy w przesyłaniu gazu, ich łączny czas trwania wyniósł 1 124 618 min. W 2017 r. prowadzono więcej planowanych prac (103 prace planowane), dłuższy był również ich łączny czas trwania (1 594 955 min).

Tabela 12. Przerwy w dostawach paliw gazowych dla odbiorców przyłączonych do sieci gazowych w latach 2013-2018

Rok	Przerwy z tytułu					
	awarii			prowadzonych prac planowych		
	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas	czas trwania	liczba odbiorców wyłączonych	średni czas
	[min.]	[szt.]	[min./odb.]	[min.]	[szt.]	[min./odb.]
2013	63 372 633,60	91 931	1 113,56	159 639 406,18	166 928	956,34
2014	19 894 108,80	105 730	599,38	65 364 360,60	156 603	417,39
2015	25 227 170,40	97 022	205,05	53 612 689,20	126 884	422,23
2016	22 442 721,00	62 809	357,32	38 921 618,40	102 398	380,10
2017	28 798 586,82	67 053	429,49	41 932 233,00	89 986	465,99
2018	110 390 901,60	73 951	1 492,76	67 283 942,00	114 435	587,97

Źródło: URE.

Z danych przedstawionych w powyższej tabeli wynika, że w 2018 r. nastąpił wzrost zarówno średniego czasu przerw spowodowanych awariami, jak również spowodowanych pracami planowymi. W skutek awarii w 2018 r. liczba odbiorców, do których wstrzymano dostawy gazu wyniosła 73 951, zaś średni czas przerw z tytułu tych awarii przypadający na jednego odbiorcę wyniósł 24,88 h (1 492,76 min). W przypadku prowadzonych prac planowanych liczba odbiorców którym wstrzymano dostawy gazu była wyższa niż w 2017 r. i wyniosła 114 435, zwiększył się również czas przerw przypadający na jednego odbiorcę o ok. 2 h.

Operatorzy wskazali, że wszystkie awarie były niezwłocznie zabezpieczone przez służby pogotowia gazowego, likwidowane przez brygady sieciowe, a sieci gazowe przywrócone do właściwego stanu technicznego. W celu zapewnienia bezpieczeństwa i ciągłości dostaw gazu operatorzy przede wszystkim prowadzili kontrole eksploatowanej infrastruktury gazowej zgodnie z posiadanymi instrukcjami. Najczęściej wymienianymi przyczynami awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (spowodowane głównie prowadzeniem prac ziemnych) oraz awarie samoistne (korozja, pęknięcia spoin, rozszczelnienie połączeń, nieszczelności w armaturze, niestabilny grunt).

W 2017 r. Prezes URE monitorował również liczbę zrealizowanych przyłączy do sieci oraz czas potrzebny przedsiębiorstwom na ich realizację. Informacje o liczbie zrealizowanych przyłączy przez OGP Gaz-System S.A. oraz operatora systemu dystrybucyjnego podlegającego obowiązkowi prawnego wydzielenia przedstawiono w poniżej tabeli.

Tabela 13. Informacje o realizacji przyłączy do sieci gazowej w 2018 r.

	Liczba zrealizowanych przyłączy do sieci	W tym: liczba przyłączy do sieci zrealizowanych na zasadach pełnej odpłatności	W tym: liczba przyłączy zrealizowanych po wcześniejszej odmowie
OGP Gaz-System S.A.	10	10	0
Operator Systemu Dystrybucyjnego objęty obowiązkiem prawnego wydzielenia	96 820	2	15

Źródło: URE.

W przypadku operatora systemu przesyłowego liczba zrealizowanych przyłączy do sieci w 2018 r. wyniosła 10 (w 2017 r. – 13), wszystkie ww. przyłączenia zrealizowano na zasadach pełnej odpłatności (odbiorcy z grupy C<sup>46</sup>). Podobnie jak w 2017 r. OGP Gaz-System S.A. nie realizował w roku sprawozdawczym przyłączy poprzedzonych odmową wydania warunków przyłączenia do sieci. Z kolei OSD objęty obowiązkiem prawnego wydzielenia w 2018 r. zrealizował 96 820 przyłączy gazowych do sieci (w 2017 r. – 54 922), co stanowi ponad 176% wzrost w stosunku do 2017 r.

Ponadto od OSD objętego obowiązkiem prawnego wydzielenia pozyskano następujące informacje dla 2018 r.:

- średnia liczba dni na wydanie warunków przyłączenia do sieci wyniosła 10,6 dni,
- maksymalna liczba dni na przyłączenie do sieci i aktywację dostaw gazu do odbiorcy w przypadku drobnych prac wyniosła 180 dni,
- odłączenie od sieci na żądanie odbiorcy są realizowane na ogół w terminie 1-5 dni lub dłuższym indywidualnie uzgodnionym z odbiorcą.

Realizacja zadań nałożonych na regulatora odbywała się ponadto poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa z obligatoryjnego obowiązku powiadomienia Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej<sup>47</sup>). W 2018 r. do Prezesa URE wpłynęło łącznie 11 925 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci, z czego 2 dotyczyło OSP, zaś pozostałe OSD.

## Monitorowanie dostępu do magazynowania, pojemności magazynowych gazociągów i do innych usług pomocniczych

W 2018 r. funkcję OSM pełniła spółka Gas Storage Poland Sp. z o.o. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność PGNiG S.A. Spółka ta udostępnia zdolności magazynowe w następujących instalacjach oraz grupach instalacji:

- Grupa Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna), obejmująca KPMG Kosakowo i KMPG Mogilno,
- Grupa Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok), obejmująca PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzów oraz PMG Brzeźnica,
- PMG Wierzchowice.

Na koniec 2018 r. ich pojemność magazynowa czynna wynosiła łącznie 2 985,35 mln m<sup>3</sup>.

Ze względu na okres świadczenia usługi magazynowania dzielone są na usługi długoterminowe, krótkoterminowe oraz śróddzienne. Ze względu zaś na rodzaj usług wyróżnia się usługi magazynowania na warunkach ciągłych oraz usługi magazynowania na warunkach przerywanych.

<sup>46</sup>) Zgodnie z § 3 pkt 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 2 lipca 2010 r. (Dz. U z 2018 r. poz. 1158 z późn. zm.) – podmioty zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, ich wytwarzaniem, przetwarzaniem lub wydobywaniem, magazynowaniem paliw gazowych oraz skraplaniem lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego.

<sup>47</sup>) Art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne: „(...) Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie jej zawarcia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy”.

Zleceniodawca usługi magazynowania może zamówić usługi magazynowe w formie pakietu, pakietu elastycznego lub jako usługę rozdzieloną.

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 potrzebnymi 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 aktualizacji informacji 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 (<https://ipi.gastoragepoland.pl>). Ponadto OSM przesyła informacje o łącznych stanach napełnienia instalacji magazynowych, ilościach paliwa gazowego zatłoczonych do i odebranych z instalacji magazynowych oraz parametrach instalacji magazynowych do Gas Infrastructure Europe (Gas Storage Europe). Dane dotyczące instalacji magazynowych publikowane są w formie bazy danych AGSI+ <https://agsi.gie.eu/>.

OSM realizuje obowiązek informacyjny wynikający z art. 9 ust. 7 oraz ust. 9 rozporządzenia 1348/2014<sup>48)</sup>, które jest rozporządzeniem wykonawczym do rozporządzenia REMIT.

Obowiązek wynikający z art. 22 rozporządzenia 715/2009 realizowany jest poprzez stosowanie postanowień Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania dotyczących wtórnego obrotu zdolnościami magazynowymi.

W 2018 r. OSM nie dysponował zdolnościami instalacji magazynowych zwolnionymi z dostępu stron trzecich, w szczególności nie korzystał ze zwolnienia na podstawie art. 4i ustawy – Prawo energetyczne.

Procedura udostępnienia zwalnianych zdolności magazynowych w Grupie Instalacji Magazynowej Kawerna oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, na okres od początku roku magazynowego 2018/2019 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2018 r. o godzinie 6.00 do końca roku magazynowego 2021/2022 kończącego się 15 kwietnia 2022 r. o godzinie 6.00, tj. na okres 4 lat magazynowych, została uruchomiona 1 grudnia 2017 r. na podstawie Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania z 18 czerwca 2014 r. z późniejszymi zmianami<sup>49)</sup>, opublikowanego na stronie internetowej OSM.

Udostępnione zdolności magazynowe obejmowały:

- w GIM Kawerna w ramach długoterminowej usługi magazynowania lub krótkoterminowej usługi magazynowania na warunkach ciągłych w ilości do 396 pakietów lub pakietów elastycznych, lub zdolności magazynowych na zasadach usługi magazynowania rozdzielonej w ilości do 396 000 MWh pojemności czynnej, do 342,144 MWh/h mocy zatłaczania, do 734,976 MWh/h mocy odbioru,
- w Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, w ramach usługi magazynowania długoterminowej:
  - na warunkach ciągłych – w ilości do 1 042 pakietów, lub pakietów elastycznych, lub zdolności magazynowych na zasadach usługi magazynowania rozdzielonej w ilości do 1 042 000 MWh pojemności czynnej, do 434,514 MWh/h mocy zatłaczania, do 1 183,712 MWh/h mocy odbioru;
  - na warunkach przerywanych – w ilości do 658 pakietów, lub pakietów elastycznych, lub zdolności magazynowych na zasadach usługi magazynowania rozdzielonej w ilości do 658 000 MWh pojemności czynnej, do 193,452 MWh/h mocy zatłaczania, do 309,918 MWh/h mocy odbioru.

OSM przyjął zmienione terminy procedury zawierania długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania, o czym poinformował uczestników rynku 1 grudnia 2017 r. Spółka wprowadziła do ww. regulaminu zmiany z 10 lutego 2018 r. oraz z 24 lutego 2018 r. Zmiany nr 1 i 2 znalazły zastosowanie również do trwającej w datach ich wejścia w życie procedury zawierania długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania.

Po wprowadzeniu zmian spółka wydłużyła termin składania wniosków o zawarcie długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania i zmieniła terminy procedury zawierania długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania.

Spółka otrzymała siedem wniosków o zawarcie długoterminowej umowy o świadczenie usług magazynowania. Wnioski o świadczenie usług magazynowania na warunkach ciągłych były składane w celu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Zapotrzebowanie

---

<sup>48)</sup> Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 363 z 18.12.2014, s. 121).

<sup>49)</sup> Zmiany z: 25 maja 2015 r., 2 lipca 2015 r., 29 marca 2016 r. oraz 8 maja 2017 r.

wnioskodawców na zdolności magazynowe w GIM Kawerna oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice obejmujące długoterminowe usługi magazynowania na warunkach ciągłych, umożliwiające utrzymywanie zapasów obowiązkowych, przekroczyło wielkość zdolności udostępnianych przez OSM w tej procedurze.

Z uwagi na ograniczoną dostępność zdolności magazynowych wszystkie dostępne zdolności oferowane w procedurze zostały przydzielone wnioskodawcom należącym do danej kategorii, proporcjonalnie do wielkości wnioskowanych zdolności magazynowych w poszczególnych latach magazynowych, z uwzględnieniem pierwszeństwa określonego w pkt 3.3 zmienionego regulaminu.

Udostępnione w ramach procedury zdolności magazynowe na warunkach ciągłych zostały w całości rozdysponowane. Zapotrzebowanie wnioskodawców na zdolności magazynowe umożliwiające utrzymywanie zapasów obowiązkowych przekroczyło wielkość udostępnionych przez OSM zdolności. W konsekwencji jednemu wnioskodawcy odmówiono zawarcia umowy o świadczenie usług magazynowania, natomiast drugiemu wnioskodawcy zdolności magazynowe zostały przydzielone w ograniczonym zakresie. OSM oświadczył, że wyłącznym powodem odmowy zawarcia umów o świadczenia usług magazynowania na warunkach ciągłych był brak wystarczających zdolności magazynowych we wnioskowanych instalacjach magazynowych w ramach przeprowadzonej procedury.

Zdolności magazynowe na warunkach przerywanych zostały przydzielone wnioskodawcom w pełnym wnioskowanym przez nich zakresie.

W ramach usług długoterminowych na warunkach ciągłych i przerywanych rozdysponowano łącznie zdolności magazynowe obejmujące pojemność czynną wynoszącą 1 981 000 MWh. Do rozdysponowania pozostały zdolności magazynowe w ilości do 115 pakietów, pakietów elastycznych lub zdolności magazynowych na zasadach usługi magazynowania rozdzielonej obejmujące do 115 000 MWh pojemności czynnej, do 33,810 MWh/h mocy zatłaczania, do 54,165 MWh/h mocy odbioru, w Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice, w ramach usług na warunkach przerywanych, na okres od początku roku magazynowego 2018/2019 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2018 r. o godzinie 6.00 do końca roku magazynowego 2021/2022 kończącego się 15 kwietnia 2022 r. o godzinie 6.00. Zdolności te nie zostały również rozdysponowane w ramach usług krótkoterminowych.

Procedura została zakończona w marcu 2018 r. Ze zlecniodawcami usług magazynowania zostały podpisane umowy o świadczenie usług magazynowania. Świadczenie usług rozpoczęło się od 27 maja 2018 r., tj. od dnia wejścia w życie taryfy w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2018.

OSM deklaruje wypełnianie obowiązków informacyjnych wynikających z przepisów obowiązującego prawa, w szczególności z art. 15 ust. 1 oraz art. 19 rozporządzenia 715/2009. Na stronie internetowej spółki <https://ipi.gasstoragepoland.pl> publikowane są m.in. następujące informacje:

- szczegółowe informacje dotyczące mechanizmów alokacji pojemności instalacji magazynowych, w tym usług oferowanych przez OSM i stosowanych przezeń 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,
- pilne komunikaty rynkowe.

Zgodnie z art. 22 rozporządzenia 715/2009, OSM zapewnia możliwość wtórnego obrotu zdolnościami magazynowymi na zasadach określonych w Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania. W 2018 r. OSM nie otrzymał żadnego wniosku o zbycie na rynku wtórnym zdolności magazynowych zamówionych przez zlecniodawcę usługi magazynowej.

W grudniu 2018 r. OSM wystąpił z wnioskiem o zmianę decyzji koncesyjnej poprzez rozszerzenie jej zakresu o nowe, dodatkowe pojemności magazynowe czynne w PMG Kosakowo. Decyzja zmieniająca koncesję MPG i tym samym umożliwiającą wykonywanie funkcji OSM na nowych, dodatkowych pojemnościach magazynowych PMG Kosakowo została wydana w lutym 2019 r.

Obecnie pojemności magazynowe gazociągów nie są oferowane w celu magazynowania gazu. OSP nie oferuje również usługi elastycznej akumulacji w oparciu o przepisy rozporządzenia BAL NC.

## Monitorowanie właściwego stosowania kryteriów określających dostęp do instalacji magazynowej

Model dostępu do instalacji magazynowej ma charakter dostępu regulowanego. Przede wszystkim Prezes URE zatwierdza taryfę operatora systemu magazynowania. Ponadto, Prezes URE monitoruje czy operator systemu magazynowania zapewnia dostęp do instalacji magazynowej na równoprawnych i zgodnych z obowiązującymi przepisami warunkach.

## Monitorowanie wdrażania środków zabezpieczających

W 2018 r. Prezes URE monitorował wdrażanie środków zabezpieczających na wypadek nagłego kryzysu na rynku energetycznym, zagrożenia dla bezpieczeństwa fizycznego lub bezpieczeństwa osób, urządzeń, instalacji lub integralności systemu, poprzez zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na wypadek sytuacji awaryjnych, opracowywanych przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz połączonych i weryfikację lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz analizę informacji związanych z ww. środkami.

### Ograniczenia w poborze gazu ziemnego

Szczegółowe zasady wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego oraz opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych oraz operatorów systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów, zostały przedstawione w raportach z poprzednich lat.

Do URE wpłynęły łącznie od obowiązanych do tego operatorów 52 wnioski o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2018/2019 (poprzedni sezon 2017/2018 – 48 wniosków), z czego 49 wniosków w 2018 r., natomiast 3 wnioski już w 2019 r.

Różnica pomiędzy liczbą funkcjonujących operatorów, a liczbą wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego wynika z faktu, że przedsiębiorstwa będące OSD na gazie koksowniczym nie są objęte stosownym obowiązkiem. W ustawie o zapasach jest bowiem mowa o gazie ziemnym, natomiast w ustawie – Prawo energetyczne – o paliwach gazowych – czyli obejmuje szerszy zakres (dotyczy to JSW Koks, Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn, Koksownia Częstochowa i PCC Energetyka Błachownia).

W 2018 r. w zakresie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu na sezon 2018/2019 Prezes URE zatwierdził 17 planów ograniczeń – w tym decyzją z 20 grudnia 2018 r. zatwierdził plan opracowany przez operatora systemu przesyłowego gazowego OGP Gaz-System S.A., zaś decyzją z 14 grudnia 2018 r. plan ograniczeń opracowany przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego PSG Sp. z o.o. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń opracowanych na sezon 2018/2019 były kontynuowane w 2019 r.

W 2018 r. nie wystąpiły okoliczności uzasadniające wprowadzenie do stosowania planów ograniczeń w poborze gazu ziemnego, w związku z czym nie zostały uruchomione.

### Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego

Celem utrzymywania zapasów obowiązkowych jest zapewnienie zaopatrzenia w gaz ziemny oraz minimalizacja skutków zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego, wystąpienia sytuacji awaryjnej w sieci gazowej oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez jego odbiorców. Zapasy obowiązkowe umożliwiają podjęcie szybkich działań interwencyjnych pozwalających wyrównać braki w bilansie dostaw gazu.

Zasady utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego reguluje ustawa o zapasach.

W odniesieniu do obowiązku zapasowego w 2018 r., w szczególności prowadzonych było 27 postępowań o ustalenie lub weryfikację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres do 30 września 2019 r. – zgodnie z art. 25 ust. 4 ustawy o zapasach. Spośród prowadzonych postępowań:

- 24 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach,
- 2 zakończono wydaniem decyzji na podstawie art. 25 ust. 5 i ust. 9 ustawy o zapasach,
- 1 umorzono.

W 12 przypadkach odmawiano wszczęcia postępowania z uwagi na bezzasadność wniosków w kontekście braku przywozu gazu ziemnego z zagranicy w okresie stanowiącym podstawę do wyliczenia wielkości zapasu obowiązkowego.

Prezes URE monitorował w 2018 r. wdrażanie środków zabezpieczających także poprzez analizę informacji uzyskiwanych w związku z funkcjonowaniem ww. środków, w szczególności dotyczy to:

- informacji przekazywanych Prezesowi URE na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ) i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego

Do URE wpłynęły ogółem informacje od 67 przedsiębiorstw, z czego 56 informacji zostało złożonych przez podmioty zobowiązane do realizacji przedmiotowego obowiązku sprawozdawczego w 2018 r. Informacje zostały także przekazane przez 2 przedsiębiorstwa spoza kategorii OGZ, będące podmiotami dokonującymi przywozu gazu ziemnego w rozumieniu art. 2 pkt 14a ustawy o zapasach i wobec czego też zobligowanymi do realizacji obowiązku sprawozdawczego.

Informacje były również przekazane przez podmioty, które nie były zobowiązane do realizacji przedmiotowego obowiązku w 2018 r., były to przedsiębiorstwa którym cofnięto, na ich wniosek, koncesję OGZ w 2017 r. lub od podmioty niekoncesjonowane, które zaprzestały przywozu gazu ziemnego do 5 sierpnia 2017 r. i złożyły w 2017 r. stosowne oświadczenia.

- informacji przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach dotyczących rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września

Informacje w przedmiotowym zakresie były składane przez przedsiębiorstwa, zobligowane do utrzymywania zapasów obowiązkowych w pierwszym podokresie 2018 r., obejmującym 15 września. Do tej grupy należą przedsiębiorstwa, którym w 2018 r. ustalono lub zweryfikowano zapas obowiązkowy gazu ziemnego ma niezerowym poziomie.

Z informacji przekazanych przez przedsiębiorstwa i podmioty obowiązane do przekazywania ww. informacji w 2018 r., wynikało, że zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w okresie do 30 września 2018 r. utrzymywane były przez 17 przedsiębiorstw lub podmiotów. Wszystkie podmioty, w stosunku do których wydano decyzje ustalające wielkość zapasów obowiązkowych, prawidłowo realizowały obowiązek zapasowy.

- informacji pozyskanych od podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 1 października

Informacja została pozyskana od przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego w zakresie obowiązku zapasowego wg stanu na 1 października 2018 r. (godz. 6.00 CET), jako dnia w którym rozpoczyna się nowy okres utrzymywania zapasów gazu, tj. 1.10.2018-30.09.2019 r. W związku z powyższym dokonano następujących ustaleń:

- wielkość utworzonego zapasu obowiązkowego: 12 874 012 MWh (19 podmiotów); 3 podmioty utworzyły zapas obowiązkowy jednocześnie w ramach umów o świadczenie usług magazynowych z OSM oraz w ramach umów biletowych,
- utrzymywanie zapasu obowiązkowego na terytorium RP: 12 183 783 MWh (18 podmiotów) – w tym:
  - zapas utrzymywany w ramach umów o świadczenie usług magazynowych z OSM: 11 797 336 MWh (5 podmiotów);
  - zapas utrzymywany w ramach umów biletowych: 386 447 MWh (13 podmiotów),
- utrzymywanie zapasu obowiązkowego poza terytorium RP: 694 274 MWh (4 podmioty) – w tym:
  - zapas utrzymywany w ramach umów o świadczenie usług magazynowych: 114 229 MWh (3 podmioty);
  - zapas utrzymywany w ramach umów biletowych: 576 000 MWh (1 podmiot),
- brak realizacji obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego (1 podmiot).
- informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego w związku z weryfikacją technicznych możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz w związku z art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach

Operator nie sygnalizował w 2018 r. szczególnych zdarzeń w zakresie zapasów obowiązkowych w ramach informacji przekazywanych w trybie przepisów ustawy o zapasach.

Natomiast zgodnie z art. 52 ust. 7 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego obowiązany był niezwłocznie informować ministra właściwego

do spraw energii i Prezesa URE o terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (informacje przekazywane codziennie, do godziny 10.00, i dotyczące poprzedniej doby). Ustawa o zmianie ustawy o zapasach zmieniła treść art. 52 ustawy o zapasach, jednocześnie wprowadzając do tej ustawy art. 52a, a w szczególności art. 52a ust. 1, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych gazowych, po zakończeniu każdej doby gazowej, w której uruchomiono zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, do godziny 12.00, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE informacje o: 1) terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w tej dobie gazowej oraz instalacjach magazynowych, z których zostały uruchomione; 2) przedsiębiorstwach energetycznych i podmiotach, o których mowa w art. 52 ust. 7 pkt 1, od których zostały odebrane zapasy obowiązkowe gazu ziemnego w tej dobie gazowej.

W 2018 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52 ust. 7 lub art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach.

#### **4.1.3. Taryfy za przyłączenie i dostęp do sieci gazowych oraz za usługi świadczony w instalacji LNG**

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

Warunkiem koniecznym zatwierdzenia taryfy jest jej zgodność z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy, w tym w szczególności rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

1 kwietnia 2018 r. weszło w życie rozporządzenie z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, które zastąpiło rozporządzenie z 28 czerwca 2013 r.<sup>50)</sup> (rozporządzenie taryfowe). Nowe regulacje zawierają szereg zapisów wymagających uwzględnienia przy kształtowaniu cen i stawek opłat oraz rozliczeń odbiorców, nie tylko w obszarze sprzedaży, ale również dystrybucji, magazynowania i regazyfikacji. W ramach nowych przepisów dodane zostały definicje dystrybucji i przesłania zwrotnego oraz zmieniono definicję wirtualnego przesyłania zwrotnego. Zmieniono zasady rozliczeń opłat za wstrzymanie i wznowienie dostarczania gazu. Uszczegółowiono zasady ustalania opłat za świadczenie usług regazyfikacji. Zrezygnowano z zapisów dotyczących odrębnej kwalifikacji taryfowej przy wykorzystaniu kilku umów zakupu. Zmieniono zasady rozliczenia przesyłu gaz, rezygnując z opłat zmiennych, wprowadzając zasadę stawki minimalnej dla punktów międzysystemowych oraz zrezygnowano z określenia współczynników korekcyjnych dla przepustowości krótkoterminowych i przerywanych. W przypadku opłat dystrybucyjnych zmieniono zasady rozliczenia dla układów przedpłatowych, rozszerzono zakres kosztów uzasadnionych, obniżono współczynników korekcyjnych dla przepustowości krótkoterminowych. Uszczegółowiono zostały zasady kalkulacji taryf dla usług magazynowania i regazyfikacji, uwzględniając przedłużone procesowe składowanie LNG. W przypadku obrotu wprowadzono mechanizm stosowania maksymalnych cen i stawek opłat, ustalanych zgodnie zmienionymi wymaganiami rozporządzenia. Zmieniono część regulacji dotyczących kalkulacji i rozliczenia przyłączenia do sieci. Zmieniono zasady rozliczeń oraz ich korekty.

Część proponowanych zmian wynika z konieczności dostosowania się do nowych wymagań taryfikacji wynikających z rozporządzenia TAR NC.

Kolejną istotną zmianą w przepisach była zmiana wprowadzona przepisami art. 19 ustawy z 6 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1356), zgodnie z którą taryfy na przesyłanie paliw gazowych zatwierdzone prawomocną decyzją Prezesa URE przed dniem wejścia w życie art. 47 ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, które przed tym dniem nie zostały wprowadzone do stosowania, stosuje się od 1 stycznia 2019 r. Powyższa zmiana wynikała

<sup>50)</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, które wprowadziło zasadnicze zmiany m.in. w zakresie sposobu ustalania stawek opłat przez przedsiębiorstwa świadczące usługi w zakresie przesyłania paliw gazowych; rodzaju usług oferowanych przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem. Ponadto od 1 sierpnia 2014 r. wprowadziło obowiązek stosowania w rozliczeniach za paliwo gazowe jednostek energii zamiast stosowanych obecnie jednostek objętości.



z dostosowania się do art. 29 i art. 32 lit a) rozporządzenia TAR NC oraz art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM NC. W myśl przywołanych przepisów, na 30 dni przed aukcją zdolności przesyłowej rocznej (która odbywa się w pierwszy wtorek lipca), muszą być znane taryfy przesyłowe, które będą obowiązywały w okresie udostępniania produktu, którego dotyczy aukcja.

W postępowaniu o zatwierdzanie taryf Prezes URE szczegółowo analizuje koszty, które stanowią podstawę kalkulacji stawek opłat przestrzegając, aby nie występowało subsydiowanie skróśne między działalnością koncesjonowaną i niekoncesjonowaną oraz pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności koncesjonowanych. Podstawą oceny kosztów przyjmowanych do kalkulacji taryf są dane zawarte w sprawozdaniach finansowych. Analizy porównawcze są wykorzystywane w ograniczonym zakresie.

Taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE są ogłaszane w Biuletynie Branżowym URE w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia. Przedsiębiorstwa gazownicze wprowadzają taryfy do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż 45 dnia od dnia ich publikacji, natomiast przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych wprowadzają taryfę do stosowania w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji o zatwierdzeniu tej taryfy, nie wcześniejszym niż po upływie 14 dni od jej opublikowania.

Od decyzji Prezesa URE zatwierdzającej lub odmawiającej zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwu przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem Prezesa URE, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia.

Przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych mają obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do ich sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień podmioty, które nie wykonują działalności w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, ich wytwarzania lub wydobywania, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, ponoszą opłatę stanowiącą  $\frac{1}{4}$  rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Za przyłączenie podmiotów wykonujących działalność wskazane w zdaniu poprzednim pobierana jest opłata w wysokości odpowiadającej rzeczywistym nakładom poniesionym na realizację przyłączenia. Natomiast podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci niskich, średnich i podwyższonych ciśnień, uiszczają opłatę ustaloną na podstawie stawek opłat skalkulowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych i zawartych w ich taryfach zatwierdzanych przez Prezesa URE. Stawki te kalkulowane są na podstawie  $\frac{1}{4}$  średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków służących do przyłączenia tych podmiotów, określonych w planie rozwoju, opracowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Do kluczowych przedsiębiorstw infrastrukturalnych w sektorze gazowym należą OGP Gaz System S.A., PSG Sp. z o.o. i EuRoPol Gaz S.A. (przedsiębiorstwa zajmujące się transportem gazu), Gas Storage Poland Sp. z o.o. (przedsiębiorstwo świadczące usługi magazynowania gazu) oraz Polskie LNG S.A. (przedsiębiorstwo świadczące usługi w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego).

## Taryfa OGP Gaz-System S.A.

Od 1 stycznia 2018 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 11, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 29 listopada 2017 r. na okres do 31 grudnia 2018 r.

Konieczność wcześniejszego zatwierdzenia taryfy wynikała z przepisów art. 30 ust. 1 oraz 32 lit. b) rozporządzenia NC TAR, które wprowadziły od 1 października 2017 r. obowiązek publikacji informacji wyszczególnionych w art. 30, m.in. stawek opłat, nie później niż 30 dni przed rozpoczęciem okresu taryfowego.

2 lutego 2018 r. OGP Gaz-System S.A. został wezwany do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy nr 12 dla usług przesyłania paliw gazowych (na 2019 r.). Stosowny wniosek został przedłożony 29 marca 2018 r. Decyzją z 1 czerwca 2018 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 12 na okres do 31 grudnia 2019 r.<sup>51)</sup>

Powyższy – znacznie wcześniejszy – termin zatwierdzenia taryfy nr 12 wynikał z przepisów art. 29 i art. 32 lit. a) rozporządzenia TAR NC, w myśl których publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla

<sup>51)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3638,Taryfy-opublikowane-w-2018-r.html>

najbliższego roku gazowego (2018/19) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją zdolności rocznej, która od 2018 r. zasadniczo odbywa się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku (patrz taryfa EuRoPol GAZ S.A.).

Ustalona przez OGP Gaz-System S.A. taryfa zapewniała pokrycie planowanych kosztów wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia taryfowego. Stawki opłat przesyłowych zostały ustalone na wejściach oraz wyjściach do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach do/z podziemnych magazynów gazu.

W taryfie na 2019 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego jak i zaazotowanego, wyniósł 100%, co stanowiło zmianę w porównaniu do taryfy obowiązującej w 2018 r., w kalkulacji której uwzględniono 10-procentowy udział przychodów z opłat zmiennych. Utrzymany został podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia w proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia do/z magazynów zostały ustalone z zachowaniem zasady zastosowanej w taryfie nr 11, tzn. stawki te wynoszą 20% stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia do/z sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG zastosowano upust w wysokości 100%, skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

### **Taryfa PSG Sp. z o.o.**

25 stycznia 2018 r. została zatwierdzona i opublikowana w Biuletynie URE, taryfa nr 6 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego na okres do 31 grudnia 2018 r. Na jej mocy, średnia opłata za usługę dystrybucji spadła o ponad 7%. Dodatkowo, w ramach decyzji ujednociono kryteria kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa dla gazu Lw. Ponadto ujednociono stawki opłat za przyłączenie do sieci, zarówno ryczałtowe za przyłącze do 15 m jak i za każdy metr powyżej 15 m. Zrównanie stawek zostało dokonane na poziomie najniższych stawek, tj. stawek obszaru tarnowskiego, powiększonych o 3%. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 marca 2018 r.

Następnie 14 września 2018 r. została zatwierdzona i opublikowana zmiana taryfy nr 6 PSG Sp. z o.o. Powodem była okoliczność przewidziana w § 46 rozporządzenia taryfowego, tj. nabycie sieci gazowej od przedsiębiorstwa energetycznego, wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania paliw gazowych. Na drodze tej zmiany Przedsiębiorstwo dostosowało również zapisy swojej taryfy do zapisów rozporządzenia Ministra Energii z 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, a także zmieniło wysokość bonifikat z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi odbiorców. Ponadto w taryfie pojawiały się zapisy dotyczące prowadzenia rozliczeń w oparciu o tzw. układy przedpłatowe. Na mocy decyzji stawki opłat za przyłączenie do sieci dla odbiorców z grupy przyłączeniowej B zostały obniżone.

### **Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o.**

Taryfa 1/2018 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla przedsiębiorstwa Gas Storage Poland Sp. z o.o., została zatwierdzona 13 kwietnia 2018 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia jej do stosowania. W lipcu 2018 r. taryfa GSP została zmieniona w związku ze zmianą kosztów zakupu usług przesyłowych, wynikającą z zatwierdzenia taryfy OSP i wzrostem kosztów zakupu gazu.

Oprócz usług oferowanych w poprzednim roku magazynowym, tj. usług pakietowych i rozdzielonych, oferowanych na warunkach ciągłych i przerywanych, na podstawie umowy długo- lub krótkoterminowej, taryfa 1/2018 wprowadziła dwa nowe produkty: pakiet 90/40 i pakiet UM Reverse.

Wielkość pakietu pozostała na poziomie 1 000 MWh pojemności czynnej. Parametry techniczne, tj. moc zatłaczania i odbioru przypisane do poszczególnych pakietów również nie uległy zmianie.

## Taryfa Polskie LNG S.A.

Od 1 stycznia 2018 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Polskie LNG S.A. – operatora Terminalu LNG w Świnoujściu – usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 3, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 14 grudnia 2017 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania<sup>52)</sup>.

29 sierpnia 2018 r. Polskie LNG S.A. zostało wezwane do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy dla usług regazyfikacji LNG nr 4. Stosowny wniosek został przedłożony 4 października 2018 r. Decyzją z 17 grudnia 2018 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 4 na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania<sup>53)</sup>, co zgodnie z informacją przekazaną przez Polskie LNG S.A. nastąpiło 1 stycznia 2019 r.

Taryfa zakładała wzrost średniej stawki za usługi regazyfikacji o 2,9% w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy obowiązującej (dla wartości mocy umownej i ilości gazu po regazyfikacji przyjętych do kalkulacji zatwierdzonej taryfy), natomiast stawka za przeładunek gazu LNG na autocysterny wzrastała o 1,7%.

W taryfie nr 4, podobnie jak w taryfie poprzedniej, zostały ustalone stawki opłat (stałej i zmiennej) 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 w zakresie przeładunku LNG na autocysterny. Usługi regazyfikacji LNG mogą być świadczone jako długoterminowe – w okresie dłuższym niż rok oraz usługi krótkoterminowe – w okresie co najmniej jednej doby gazowej. Ponadto, taryfa zawiera stawki opłat za usługi rozdzielone, tj.: rozdzielone procesowe składowanie LNG oraz rozdzieloną moc umowną regazyfikacji, które będą świadczone w uzupełnieniu do usług pakietowych.

## Taryfa EuRoPol GAZ S.A.

4 czerwca 2018 r. została zatwierdzona Taryfa za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego ustalona przez SGT EuRoPol GAZ S.A. na okres do 31 grudnia 2019 r. Obowiązek zatwierdzenia z tak dużym wyprzedzeniem taryfy, która miała de facto obowiązywać w 2019 r., wynikał z przepisów art. 29 i art. 32 lit. a) rozporządzenia TAR NC oraz art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM NC. W myśl przywołanych przepisów, na 30 dni przed aukcją zdolności przesyłowej rocznej (która odbywa się w pierwszy wtorek lipca), muszą być znane taryfy przesyłowe, które będą obowiązywały w okresie udostępniania produktu, którego dotyczy aukcja

Taryfa SGT EuRoPol GAZ S.A. zatwierdzona w czerwcu 2018 r. nie została jednak wprowadzona do stosowania na skutek odwołania wniesionego od decyzji zatwierdzającej tę taryfę, o czym Prezes URE poinformował 19 czerwca 2018 r. zamieszczając stosowny komunikat w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 37 (1131).

### 4.1.4. Kwestie transgraniczne

#### Zasady dostępu do infrastruktury transgranicznej, w tym zasady alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami

Zasady dostępu do systemu przesyłowego, w tym zasady alokacji zdolności transgranicznych oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi, zostały uregulowane w zatwierdzonej przez Prezesa URE IRiESP opracowanej przez OSP. W ramach mechanizmów zarządzania ograniczeniami systemowymi na połączeniach transgranicznych stosowane są procedury nadszyskrypcji i wykupu (OS&BB), rezygnacji z zakontraktowanej zdolności (*surrender*) oraz mechanizm oparty na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (LT UIOLI).

Ze względu na brak ograniczeń systemowych w tych punktach w 2018 r. nie była oferowana zdolność w procedurze nadszyskrypcji i wykupu. Nie stwierdzono również potrzeby zastosowania wobec

<sup>52)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3506,Taryfy-opublikowane-w-2017-r.html>

<sup>53)</sup> <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3638,Taryfy-opublikowane-w-2018-r.html>

długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na zasadzie LT UIOLI. Natomiast użytkownicy sieci skorzystali z możliwości rezygnacji z przydzielonej przepustowości.

## Współpraca z organami regulacyjnymi innych krajów

W 2018 r. kontynuowana była dwustronna współpraca pomiędzy URE a niemieckim regulatorem Bundesnetzagentur (BNetzA) przede wszystkim w zakresie wyboru wspólnej platformy rezerwacyjnej oraz zatwierdzenia projektu zdolności przyrostowej dla punktu GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS.

Zasady alokacji zdolności przesyłowej określone w przepisach rozporządzenia CAM NC, regulującego zasady przydziału przepustowości w punktach połączeń międzysystemowych oraz zasady współpracy operatorów systemów przesyłowych w tym procesie, zostały uszczegółowione w postanowieniach IRIESP. Jako mechanizm alokacji zdolności rozporządzenie CAM NC 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 odpowiednie 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.

Wdrożenie przepisów rozporządzenia CAM NC umożliwiło stworzenie jednolitych i przejrzystych mechanizmów alokacji przepustowości. Stosowanie przepisów tego rozporządzenia regulujących proces uzyskiwania zdolności przyrostowej zapewnia zaś możliwość zgłoszenia przez uczestników rynku zapotrzebowania na zdolność przyrostową, zmniejsza ryzyko ponoszenia przez OSP nieuzasadnionych nakładów inwestycyjnych ze względu na ustanowienie nowego narzędzia oceny projektów inwestycyjnych (tj. testu ekonomicznego) oraz potrzebę uzyskania przez OSP decyzji o zatwierdzeniu przez organ regulacyjny propozycji projektu, a także jest korzystne dla rozwoju rynku gazu z uwagi na przyjęcie dwuletniego cyklu oceny zapotrzebowania rynku na zdolność przyrostową.

Przepisy rozporządzenia CAM NC były wyłączną podstawą materialnoprawną dwóch postępowań administracyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w 2018 r. – postępowania w sprawie wyboru platformy do rezerwacji przepustowości oraz postępowania w sprawie zatwierdzenia propozycji projektu zdolności przyrostowej.

Postępowanie w sprawie wyboru platformy do rezerwacji przepustowości w punktach połączeń na granicy polsko-niemieckiej zostało wszczęte w związku z nieosiągnięciem przez operatorów 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 Grid Connection Point GAZ-SYSTEM/ONTRAS) porozumienia dotyczącego wyboru wspólnej platformy. Wówczas, stosownie do art. 37 ust. 3 rozporządzenia CAM NC sprawa została przekazana do krajowych organów regulacyjnych – BNetzA i URE. Organy regulacyjne przeprowadziły postępowania administracyjne w ramach których prowadzone były rozmowy celem dokonania wspólnego wyboru platformy rezerwacyjnej. Niemniej jednak organy regulacyjne nie były w stanie dokonać wspólnie wyboru platformy. Decyzją z 26 kwietnia 2018 r. Prezes URE postanowił z urzędu umorzyć w całości przedmiotowe postępowanie. Następnie, zgodnie z art. 37 ust. 3 zd. 4 i 5 rozporządzenia CAM NC, ACER wszczął w tej sprawie postępowanie i 16 października 2018 r. wydał decyzję o wyborze platformy GSA, której właścicielem jest OGP Gaz-System S.A. Spółka PRISMA European Capacity Platform wniosła 14 grudnia 2018 r. odwołanie od przedmiotowej decyzji do Komisji Odwoławczej ACER. Decyzją z 14 lutego 2019 r. Komisja Odwoławcza uchyliła decyzję ACER dotyczącą wyboru platformy rezerwacyjnej oraz przekazał sprawę ACER do ponownego rozpoznania. Decyzja w sprawie wyboru platformy nie została dotychczas wydana.

Postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia propozycji projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszaru rynkowego Polska (system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego grupy E) – GASPOOL zostało wszczęte w 2018 r. na wniosek OGP Gaz-System S.A. Było ono prowadzone w koordynacji z BNetzA zgodnie z art. 28 ust. 1 i 2 rozporządzenia CAM NC. Propozycja projektu została uzgodniona przez OGP Gaz-System S.A. i ONTRAS Gastransport GmbH. Przewiduje ona rozbudowę punktu połączenia międzysystemowego Grid Connection Point GAZ-SYSTEM-ONTRAS skutkującą zwiększeniem ilości przepustowości dostępnej w tym punkcie dla użytkowników sieci przesyłowej. W kwietniu 2019 r., na podstawie art. 8 rozporządzenia 713/2009 sprawa ta została przekazana do rozstrzygnięcia ACER.

## Współpraca w kwestiach infrastrukturalnych

W 2018 r. kontynuowana była współpraca nad realizacją projektów gazowych połączeń transgranicznych pomiędzy Polską i innymi państwami UE, które uzyskały status projektów wspólnego zainteresowania (PCI). W szczególności współpraca ta dotyczyła projektu połączenia gazowego Polska – Dania, realizowanego przez polskiego OSP – OGP Gaz-System S.A. i duńskiego OSP – Energinet.dk. Zakres zadania obejmuje budowę nowego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Danii. Korytarz Norweski, będący podstawowym elementem koncepcji Bramy Północnej, ma na celu stworzenie technicznych możliwości przesyłania gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego poprzez duński system przesyłowy i podmorskie połączenie z Danii do Polski (Baltic Pipe), a w dalszej perspektywie również do innych krajów Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego.

Ze względu na przyjęte priorytety, jak również zakres posiadanych kompetencji, aktywność regulatora w dziedzinie budowy połączeń transgranicznych koncentrowała się na tym połączeniu i w znacznej mierze odnosiła się:

- zapewnienia odpowiednich warunków regulacyjnych (zapewnienie zgodności z przepisami UE, w szczególności przepisami trzeciego pakietu energetycznego, w odniesieniu do części gazociągu zlokalizowanego w Polsce, jak również poza granicami RP,
- zapewnienia możliwości uwzględniania kosztów wynikających z gazociągu Baltic Pipe niezależnie od miejsca ich powstawania, jeżeli są niezbędne z punktu widzenia świadczenia usług przesyłania przez polskiego operatora systemu przesyłowego przy wykorzystaniu tej infrastruktury.

W 2018 r. Prezes URE, podobnie jak w latach ubiegłych, wypełniał zadania odnoszące się do realizacji gazociągu Baltic Pipe, m.in. we współpracy z duńskim regulatorem Energitilsynet (od 1 lipca 2018 r. po przekształceniu Forsyningstilsynet, ang. Danish Utility Regulator – DUR). Istotne znaczenie dla budowy i funkcjonowania Baltic Pipe mają skoordynowane decyzje w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu Baltic Pipe<sup>54)</sup> (tzw. decyzje CBCA) wydane przez URE i DUR. Decyzje te były niezbędne do zainicjowania realizacji projektu, jako że wydatnie ograniczają ryzyka projektu dotyczące uwzględniania ponoszonych kosztów w przyszłych taryfach przesyłowych. Decyzja Prezesa URE została wydana 12 marca 2018 r. na podstawie wspólnego wniosku w sprawie inwestycji, złożonego przez OGP Gaz-System S.A. wraz z Energinet.dk w oparciu o art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013. W decyzji uwzględnione zostały koszty i korzyści związane z realizacją projektu Baltic Pipe w zainteresowanych państwach członkowskich o charakterze gospodarczym, społecznym i środowiskowym, a także potrzeby w zakresie wsparcia finansowego.

Decyzja stanowi, że koszty budowy niektórych elementów infrastruktury przesyłowej, zlokalizowanych na terenie Danii, będą mogły zostać uwzględnione w przyszłej taryfie OGP Gaz-System S.A. Taki zapis decyzji w znacznym stopniu znosi niepewność związaną ze stabilnością finansową projektu, stwarzając OGP Gaz-System S.A. warunki do pokrywania poniesionych kosztów (zakwalifikowanych jako uzasadnione) przychodami z taryfy. Decyzja odnosi się również do innych aspektów związanych z finansowaniem projektu, m.in. do zasadności wsparcia projektu środkami zewnętrznymi.

Analogicznym celem była poświęcona umowa międzyrządowa ze strona duńską. Przed jej zawarciem, Prezes URE kilkakrotnie opiniował projekt tej umowy zgłaszając szereg uwag m.in. mających znaczenie dla przyszłego zapewnienia zgodności funkcjonowania gazociągu Baltic Pipe z przepisami trzeciego pakietu energetycznego. Umowa z Danią uregulowała status prawny niektórych elementów infrastruktury projektu Baltic Pipe zlokalizowanych w Danii i przesądziła, że Gaz-System będzie pełnić funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego również dla części gazociągu znajdującej się poza terytorium Polski, a Prezes URE uprawniony będzie do zatwierdzenia taryfy operatora, uwzględniającej poniesione przez niego koszty na realizację, utrzymanie i eksploatację tej części gazociągu oraz koszty na utrzymanie i eksploatację tłoczni gazu zlokalizowanej w Danii<sup>55)</sup>. Umowa międzyrządowa otwiera również drogę do szerszej niż dotychczas współpracy regulatorów w obszarze zapewnienia zgodności gazociągu z trzecim pakietem energetycznym w kolejnych latach.

<sup>54)</sup> Informacje na temat samego wniosku dotyczącego projektu Baltic Pipe zawarte zostały w poprzednim raporcie.

<sup>55)</sup> Sposób pokrycia przez OGP Gaz-System S.A. części nakładów inwestycyjnych związanych z realizacją tłoczni gazu zlokalizowanej w Danii, pracującej na potrzeby Baltic Pipe zostało uregulowane decyzją Prezesa URE o transgranicznej alokacji kosztów. Decyzja ta nie rozstrzyga co do kosztów operacyjnych.

## Pozostałe połączenia międzysystemowe

W 2018 r. kontynuowana była współpraca nad realizacją projektów gazowych połączeń transgranicznych pomiędzy Polską i innymi państwami UE, które uzyskały status projektów wspólnego zainteresowania (PCI). Współpraca ta zasadniczo odnosiła się do obszaru wspólnego monitorowania ich wdrażania.

## Monitorowanie planów inwestycyjnych i ocena ich spójności ze wspólnym planem rozwoju

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

Uzgodnianie 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. Uzgodnianie 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.

22 lutego 2018 r. weszła w życie ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych, która przepisami art. 20 ust. 1 nałożyła na OSD<sup>56)</sup> gazowego obowiązek opracowania programu budowy stacji<sup>57)</sup> gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji (dalej: Program CNG/LCNG).

Ustawa ta wdraża rządowy Plan rozwoju elektromobilności w Polsce oraz stanowi odpowiedź na propozycję działań legislacyjnych i celów rozwoju infrastruktury zawartych w Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, przyjętych przez Radę Ministrów 29 marca 2017 r.

Zgodnie z postanowieniami art. 20 ust. 3 ww. ustawy, OSD winien uwzględnić w Programie CNG/LCNG każdą gminę położoną na obszarze jego działania, która spełnia łącznie następujące kryteria:

- liczba mieszkańców tej gminy wynosi co najmniej 100 000 oraz
- w gminie tej zarejestrowanych zostało co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych, oraz
- na 1 000 mieszkańców tej gminy przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych.

Postanowienia art. 60 ust. 2 omawianej ustawy określiły, że minimalna liczba punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) zlokalizowanych w gminach do 31 grudnia 2020 r. wynosi co najmniej:

- 6 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 1 000 000, w których zostało zarejestrowanych co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych i na 1 000 mieszkańców przypada co najmniej 700 pojazdów samochodowych,
- 2 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 100 000, w których zostało zarejestrowanych co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych i na 1 000 mieszkańców przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych.

Ponadto, przepisy art. 60 ust. 3 ww. ustawy, wskazują, że w liczbie punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG), o której mowa w ust. 2, uwzględnia się odpowiednio punkty ładowania i punkty tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) zlokalizowane wzdłuż sieci bazowej TEN-T.

Stosownie do postanowień art. 20 ust. 2 tej ustawy, Program CNG/LCNG stanowi wyodrębnioną część planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, zatem generalnie

<sup>56)</sup> Dokładnie: OSD gazowego, który sporządza i uzgadnia z Prezesem URE plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, o którym mowa w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

<sup>57)</sup> Zgodnie z postanowieniami art. 2 pkt 26 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych „stacja gazu ziemnego” jest rozumiana jako zespół urządzeń, w tym punkt tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) lub punkt tankowania skroplonego gazu ziemnego (LNG), przyłączonych do sieci dystrybucyjnej gazowej lub terminalu przeznaczonego do sprowadzania, wyładunku i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (LNG) wraz z instalacjami pomocniczymi i zbiornikami magazynowymi wykorzystywanymi w procesie regazyfikacji.

horyzont czasowy Programu CNG/LCNG winien być zgodny z horyzontem planu rozwoju, a termin jego przedkładania do uzgodnienia z Prezesem URE jest taki sam jak dla planu rozwoju i wynika z przepisów art. 16 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, tj. do 31 marca. Stosownie zaś do postanowień art. 16 ust. 2 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, OSD gazowych są obowiązani aktualizować plan rozwoju co 2 lata. Jednakże przepisy (dostosowujące, przejściowe i końcowe) art. 78 ust. 1 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, zobowiązały OSD, których termin sporządzenia aktualizacji planu rozwoju przypada po upływie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, do opracowania Programu CNG/LCNG w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy (tj. do 22 sierpnia) na okres obowiązywania planu rozwoju aktualnego na dzień wejścia w życie niniejszej ustawy, i uzgodnienia go z operatorem systemu przesyłowego gazowego, a następnie z Prezesem URE.

Postanowieniami zaś art. 78 ust. 2 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych zobowiązano OSD gazowego do określenia w Programie CNG/LCNG liczby planowanych punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG), nie mniejszej niż określona w wyżej opisanym art. 60 ust. 2 tej ustawy.

W nawiązaniu do powyższego obowiązku, 8 marca 2018 r. Prezes URE wydał komunikat w nn. sprawie.

Przeprowadzona w URE analiza kryteriów dot. sporządzenia i realizacji Programu CNG/LCNG wykazała, że wskazana jest nowelizacja ustawy, gdyż na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej znajdują się gminy<sup>58</sup>), na których terenie działa więcej niż jeden OSD gazowego, który uzgadnia z Prezesem URE plan rozwoju. Co więcej, istnieją również takie gminy, na obszarze których działają operatorzy dystrybuujący inne paliwa gazowe niż gaz ziemny. Niemniej jednak z obowiązujących przepisów ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych wynika, że każdy OSD gazowego, o którym mowa w art. 20 ust. 1 tej ustawy, niezależnie od rodzaju dystrybuowanego gazu, liczby operatorów w gminie, skali prowadzonej działalności, miał wedle ustawy w brzmieniu obowiązującym do 31 grudnia 2018 r. obowiązek realizacji Programu, a co za tym idzie budowy odpowiednio 2 lub 6 punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) w tej gminie. Powyższe budziło wątpliwości, zważywszy na fakt, że OSD podlegający pod obowiązek realizacji Programu i równocześnie nie podlegający prawnemu wyodrębnieniu (unbundlingowi) to stosunkowo mali operatorzy posiadający niewielką liczbę odbiorców końcowych i działający często na terenie zamkniętych obszarów przemysłowych lub też prowadzący dystrybucję innego gazu niż gaz wysokometanowy. Ponadto, ze względu na postanowienia art. 16 ust. 10<sup>59</sup>) ustawy – Prawo energetyczne, a także informacje zawarte w Krajowych ramach polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych<sup>60</sup>), budowa stacji gazu ziemnego przez tych operatorów wydaje się nieuzasadniona. Co równie istotne, w każdym przypadku ww. operatorzy prowadzą działalność w gminach, w których działa już operator prawnie wyodrębniony.

1 stycznia 2019 r. zmieniono przedmiotową ustawę<sup>61</sup>) zmniejszając zakres podmiotów objętych tym obowiązkiem do prawnie wyodrębnionych OSD gazowych, tj. do OSD gazowego, o którym mowa w art. 9d ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne, z wyłączeniem przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 i 4 tej ustawy.

W przypadku operatorów, którzy opracowali Program budowy stacji gazu ziemnego na podstawie dotychczasowych przepisów, i którzy zgodnie z art. 20 ustawy zmienianej w art. 4 nie mają obowiązku sporządzenia tego programu, zgodnie z postanowieniami art. 12 ust. 1 ustawy zmieniającej (patrz przypis dolny 60) byli zobowiązani powiadomić Prezesa URE o:

- kontynuowaniu realizacji tego programu i budowie stacji gazu ziemnego albo
- odstąpieniu od realizacji tego programu i budowie stacji gazu ziemnego
- w terminie 30 dni od dnia wejście w życie niniejszej ustawy<sup>62</sup>).

W praktyce Program CNG/LCNG będzie realizowany przez PSG Sp. z o.o. Pozostałe OSD odstąpiły od realizacji przedmiotowego programu. Mając na względzie, że operator ten posiada 97% krajowych sieci

<sup>58</sup>) Spełniające kryteria, o których mowa w art. 20 ust. 3 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

<sup>59</sup>) Plan rozwoju powinien zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat za dostarczanie paliw gazowych lub energii, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczenia.

<sup>60</sup>) W dokumencie tym stwierdzono, że biorąc pod uwagę specyfikację transportu opartego o gaz ziemny – przynajmniej w początkowej fazie rozwoju nie jest potrzebna tak duża liczba stacji CNG/LNG, jak stacji prowadzących sprzedaż tradycyjnych paliw oraz, że w 2020 r. przy założonej liczbie pojazdów, infrastruktura tankowania CNG nie będzie rentowna i jej funkcjonowanie będzie wymagać wsparcia ze strony państwa.

<sup>61</sup>) Art. 4 ustawy z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348).

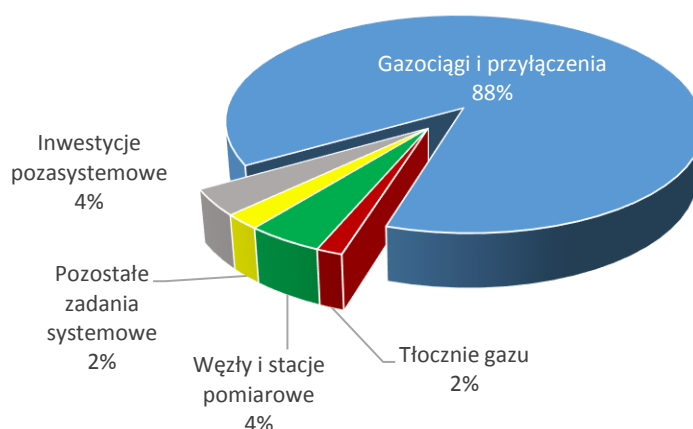
<sup>62</sup>) Ustawa weszła w życie 1 stycznia 2019 r.

dystrybucyjnych oraz dostarcza gaz ziemny do ponad 7 milionów odbiorców, ograniczenie przedmiotowego obowiązku do tego Operatora wydaje się być uzasadnione.

## OSP

W 2018 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018 – 2027” (dalej: KDPR), uzgodniony na okres 2018-2019. Plan ten opisano w Raporcie Prezesa URE za 2017 r. Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A. pod adresem [http://www.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/open-season/Krajowy\\_Dziesiecioletni\\_Plan\\_Rozwoju\\_2018-2027.pdf](http://www.gaz-system.pl/fileadmin/pliki/open-season/Krajowy_Dziesiecioletni_Plan_Rozwoju_2018-2027.pdf).

Rysunek 20. Struktura nakładów inwestycyjnych 2018



Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2018”, OGP Gaz-System S.A., s. 25.

W 2018 r. OGP Gaz-System S.A. realizował zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

- Obszar rozwoju: budowa nowych obiektów systemowych oraz modernizacja istniejących, mające na celu zwiększenie możliwości technicznych systemu przesyłowego;
- Obszar bezpieczeństwa: zadania modernizacyjne i odtworzeniowe, wynikające z potrzeb technicznych lub eksploatacyjnych.

Stożenie realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 62,4% w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych w 2018 r.

W 2018 r. OGP Gaz-System S.A. zakończył budowę i oddał do eksploatacji:

- gazociąg relacji Lwówek – Odolanów, etap II Krobia – Odolanów o długości 54 km i średnicy 1 000 mm,
- gazociąg relacji Czeszów – Kielczów o długości 33 km i średnicy 1 000 mm,
- tłocznia gazu Odolanów o mocy tłoczenia 5 MW i przepustowości 180 000 m<sup>3</sup>/h.

W 2018 r. OGP Gaz-System S.A. prowadził także 12 zadań inwestycyjnych w nowe gazociągi znajdujące się na etapie projektowania (w tym 3 w ramach Programu Baltic Pipe) oraz 11 zadań inwestycyjnych w nowe gazociągi znajdujące się na etapie realizacji.

W obszarze bezpieczeństwa w omawianym roku OGP Gaz-System S.A. realizował 485 zadań inwestycyjnych, w tym 187 jednorocznych, z czego zakończył 120 zadań (64%). Efektem rzeczowym przeprowadzonych inwestycji była:

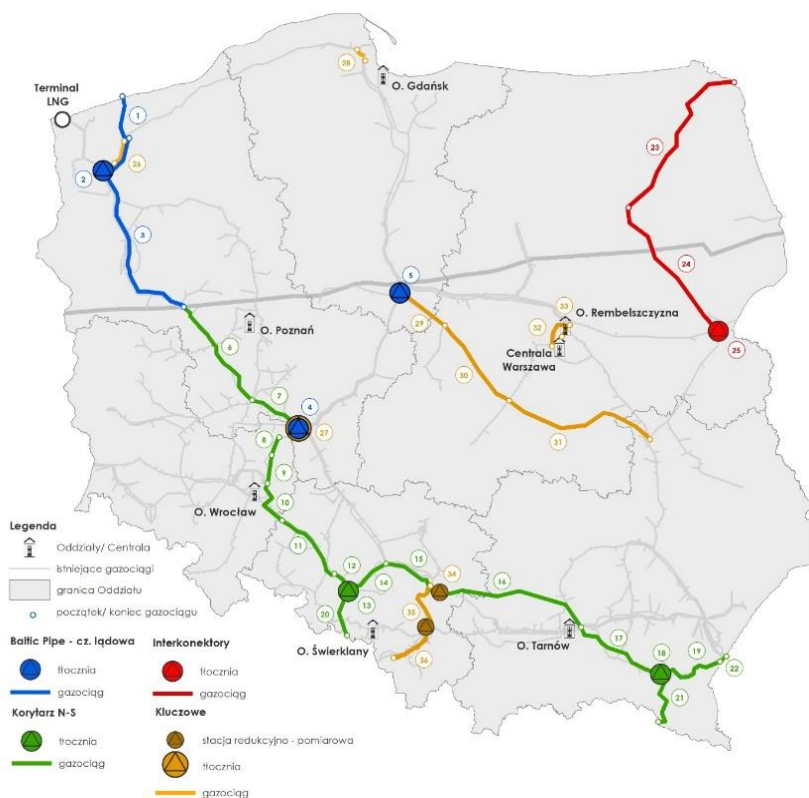
- modernizacja gazociągu DN 500 Krobia – Śrem,
- modernizacja urządzeń na 106 obiektach nielinowych, 7 stacji ochrony antykorozyjnej,
- wykonanie 41 prac ogólnobudowlanych.

Inwestycje kontynuowane przez OGP Gaz-System S.A. w obszarze bezpieczeństwa (o wartości powyżej 20 mln zł) to:



- modernizacja gazociągu DN 500 Skwierzyna – Barlinek (Chełmsko) – faza projektowania,
- modernizacja gazociągu DN 300 Radlin – Racibórz, PN 1,6 MPa, L = 20,74 km – faza projektowania,
- przebudowa gazociągu DN 500 Goleniów – Police w rejonie Rezerwatu Olszanka – faza projektowania,
- projekt przebudowy części budynku „C” z pomieszczeniami socjalnymi, higieniczno-sanitarnymi oraz warsztatem dla elektryków i ochrony antykorozyjnej – faza realizacji,
- wymiana odcinka o dł. ok. 8,1 km Gazociąg DN 500 WRG I Włocławek (Brzezie) – Wieniec – faza realizacji,
- przebudowa gazociągu Oświęcim – Szopienice w miejscowości Imielin – faza projektowania.

Rysunek 21. Inwestycje strategiczne / kluczowe – stan na 31.12.2018 r.



Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2018”, OGP Gaz-System S.A., s. 30.

Program	Lp.	Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r.	Faza
Baltic Pipe onshore	1	Budowa gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym: Niechorze – Płoty, Goleniów – Płoty (uwaga: miejsce lądowania może ulec zmianie)	Projektowania
	2	Rozbudowa Tłoczni Goleniów moc = 30 MW	Projektowania
	3	Gazociąg Goleniów-Lwówek DN=1000, L=188,3 km	Projektowania
	4	Budowa Tłoczni Odolanów moc = 30 MW (etap I) + 20 MW (etap II) + 15 MW (etap III)	Projektowania
	5	Tłocznia Gustorzyn moc = 30 MW	Projektowania
Korytarz N-S	6	Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap I Lwówek – Krobia) DN=1000, L=113,5 km	Realizacji
	7	Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap II Krobia – Odolanów) DN=1000, L=54,1 km	Gazociąg wybudowany
	8	Gazociąg Czeszów – Wierzchowice DN=1000, L=14 km	Gazociąg wybudowany, doprojektowanie światłowodu
	9	Gazociąg Czeszów – Kielców DN=1000, L=33 km	Gazociąg wybudowany, doprojektowanie światłowodu
	10	Gazociąg Zdzeszowice – Wrocław (odc. Brzeg – Żębice – Kielców) DN=1000, L=49km	Realizacji

Program	Lp.	Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2018 r.	Faza
	11	Gazociąg Zdzeszowice – Wrocław (odc. Zdzeszowice – Brzeg) DN=1000, L=84 km	Realizacji
	12	Gazociąg Zdzeszowice – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=17,4 km	Realizacji
	13	Budowa tłoczni Kędzierzyn moc = 23 MW	Przetargowa (WRB/ WNI)
	14	Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=43,4 km	Realizacji
	15	Gazociąg Tworóg – Tworzeń DN=1000, L=56 km	Realizacji
	16	Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń DN=1000, L=168 km	Przetargowa (WRB/ WNI)
	17	Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola DN=1000, L=97,5 km	Realizacji
	18	Budowa Tłoczni Strachocina moc = 30 MW	Przetargowa (WRB/ WNI)
	19	Gazociąg Hermanowice – Strachocina DN=700, L=72 km	Realizacji
	20	Gazociąg Polska – Czechy DN=1000, L=52,5 km	Projektowanie zakończone
	21	Gazociąg Polska – Słowacja DN=1000, L=59 km	1. Projektowania (dokumentacja zamienna) 2. Przetargowa (WRB/WNI)
	22	Gazociąg Polska – Ukraina (Hermanowice – Gr. Państwa) DN=1000, L=1,5 km	Projektowania
Interkonektory	23	Gazociągu Polska – Litwa (Rudka Skroda – Gr. PL – LT) DN=700, L=185 km	Projektowania
	24	Gazociągu Polska – Litwa (Hołowczyce – Rudka Skroda) DN=700, L=153 km	Projektowania
	25	Rozbudowa TG Hołowczyce II do sprężania gazu do ciśnienia 8,4 Mpa	Projektowania
Kluczowe	26	Gazociąg Szczecin – Gdańsk (etap V Goleniów – Płoty) DN=700, L=41 km	Realizacji
	27	Tłocznia Gazu Odolanów – etap 0 (przeniesienie sprężarek) moc = 20 MW	Obiekt wybudowany
	28	Gazociąg Szczecin – Gdańsk (etap VI Reszki – Wiczlino) DN=700, L=8 km	Projektowania
	29	Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap I Gustorzyn – Leśniewice) DN=1000, L=60 km	Projektowania
	30	Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka) DN=1000, L=100 km	Projektowania
	31	Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap III Rawa Mazowiecka – Wronów) DN=1000, L=156 km	Projektowania
	32	Gazociąg Rembelszczyzna – Mory DN=700, L=29 km	Projektowania
	33	Budowa przyłącza do obiektu Elektrociepłowni Żerań (PGNiG TERMIKA S.A.) DN=500, L=10 km	Realizacji
	34	Systemowa Stacja Redukcyjno – Pomiarowa Tworzeń w rejonie m. Sławków (etap I)	Przetargowa (projektowanie)
	35	Gazociąg Oświęcim – Tworzeń wraz z Systemową Stacją Redukcyjno – Pomiarową Oświęcim (etap II) DN=700, L=50 km	Przetargowa (projektowanie)
	36	Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim (etap III) DN=500, L=53 km	Projektowania

Źródło: „Ankieta dotycząca działalności przedsiębiorstwa za rok sprawozdawczy 2018”, OGP Gaz-System S.A., s. 30-31.

We wrześniu 2018 r. znak: DRG.DRG-3.4311.11.2018.RTu Prezes URE uzgodnił plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. „Projekt Aktualizacji Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego; Część B; Rozwój infrastruktury SGT na lata 2019 – 2028”. Plan ten obejmuje inwestycje dotyczące infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora. Poziom nakładów inwestycyjnych na sieci przesyłowej powierzonej OGP Gaz-System S.A został uzgodniony na lata 2019-2022.

Ujęte w tym planie zadania inwestycyjne ukierunkowane są na utrzymanie pełnej sprawności technicznej poprzez inwestycje odtworzeniowe i niezbędne prace modernizacyjne. Planowane inwestycje obejmują modernizacje urządzeń, instalacji i obiektów tłoczni, w tym systemów sterowania, zabezpieczeń i archiwizacji danych, modyfikację i modernizację systemów łączności, a także zadania wynikające z przeglądów technicznych i kontroli środowiskowych oraz zadania poprawiające warunki bhp.

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

Ustawa z 30 listopada 2016 r. stanowi wypełnienie obowiązków Rzeczypospolitej Polskiej w zakresie zniesienia obowiązku przedkładania Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem paliw

gazowych taryf do zatwierdzenia, zgodnie z wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z 10 września 2015 r., znak: C-36/14, dotyczącym naruszenia przepisów dyrektywy 2009/73/WE.

Zgodnie z tą ustawą, 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. Od 1 października 2017 r. uwolnione zostały ceny paliw gazowych sprzedawanych pozostałym grupom odbiorców końcowych z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych. Taryfy na sprzedaż paliw gazowych do odbiorców w gospodarstwach domowych pozostaną regulowane do końca 2023 r.

W 2018 r. w kontekście uzgadniania przez Prezesa URE projektów planów rozwoju gazowych OSD pojawił się nowy obowiązek dotyczący uwzględniania w nich budowy stacji gazu ziemnego, zasilających pojazdy silnikowe. Wynika to z faktu, że rozwój punktów tankowania, zarówno LNG, jak i CNG został przewidziany w ramach środków, służących wdrożeniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Udział Prezes URE we wskazanych działaniach został opisany w części „Monitorowanie planów inwestycyjnych”, zawartej w części 4.1.4. niniejszego raportu.

## Kryteria niezależności

Na podstawie uregulowań ustawowych Prezes URE posiada uprawnienia pozwalające mu na skuteczne kontrolowanie wypełniania przez operatorów systemów oraz właściciela sieci przesyłowej ich obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności kontrolowanie spełniania przez OSP kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne oraz kryteriów wskazanych w art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 tej ustawy. Kompetencje Prezesa URE w zakresie kontroli przestrzegania kryteriów niezależności zostały opisane w poprzednich Raportach.

Kwestia spełniania przez OSP kryteriów niezależności była przedmiotem analizy Prezesa URE w trakcie postępowań certyfikacyjnych. Wyniki powyższej analizy zostały przedstawione w decyzjach Prezesa URE kończących ww. postępowania i opublikowanych w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

W 2018 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 2015 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. Prezes URE monitorował również kwestię 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 związanych z zakresem i rodzajem danych przekazywanych przez OSP właścicielowi sieci.

W listopadzie 2018 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 9h<sup>1</sup> ust. 12 w związku z art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 i ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne, wszczął z urzędu postępowanie administracyjne względem OGP Gaz-System S.A. w sprawie określenia kryteriów z art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, które nie są spełnione oraz wyznaczenia terminu na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. Postępowanie dotyczy pełnienia przez OGP Gaz-System S.A. funkcji OSP na polskiej części gazociągu jamalskiego i związane jest z brakiem realizacji zalecenia wskazanego w ww. decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. Postępowanie było kontynuowane w 2019 r.

Również w listopadzie 2018 r. Prezes URE, działając na podstawie art. 9h ust. 14 w związku z art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, wszczął z urzędu postępowanie administracyjne w sprawie zobowiązania przedsiębiorcy SGT EuRoPol GAZ S.A. do podjęcia działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na sieci SGT EuRoPol GAZ S.A. operatora systemu przesyłowego warunków, o których mowa w art. 9h<sup>1</sup> ust. 7 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne oraz wyznaczenia terminu na ich podjęcie. Postępowanie było kontynuowane w 2019 r.

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

Prezes URE monitoruje wykonywanie przez OSP nałożonych na niego obowiązków, w szczególności związanych z dostępem stron trzecich do usług przesyłowych z zachowaniem zasady niedyskryminacji i przejrzystości oraz obowiązków sprawozdawczych. Zakres obowiązków i zadań operatora systemu przesyłowego jest uregulowany przede wszystkim 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.

Na mocy rozporządzenia 715/2009 OSP zobowiązany jest do realizacji obowiązków informacyjnych oraz w zakresie rejestracji danych, w szczególności wskazanych w art. 18 tego rozporządzenia oraz w pkt 3 załącznika do niego. Rozporządzenie to nakłada wymóg zachowania odpowiedniego poziomu przejrzystości, aby umożliwić wszystkim uczestnikom rynku równy dostęp do informacji dotyczących zdolności sieci, przepływów oraz utrzymywania, bilansowania oraz dostępności i wykorzystania instalacji magazynowych. Informacje dla użytkowników publikowane są dla tzw. punktów właściwych systemu, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Zgodnie bowiem z art. 18 ust. 3 rozporządzenia 715/2009 w odniesieniu do świadczonych przez siebie usług, każdy OSP podaje do wiadomości publicznej informacje liczbowe o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów, w tym dla punktów wejścia i wyjścia, w sposób regularny i z zachowaniem ciągłości, w przyjaznej dla użytkownika i znormalizowanej formie. Podstawę do zatwierdzenia przez Prezesa URE punktów właściwych stanowi natomiast art. 18 ust. 4 omawianego rozporządzenia. W 2018 r. katalog punktów właściwych systemu przesyłowego nie uległ zmianie. Natomiast w 2019 r. Prezes URE prowadził postępowanie w przedmiocie zatwierdzenia nowego katalogu punktów właściwych systemu przesyłowego. Decyzją zatwierdzająca punkty właściwe została wydana 30 kwietnia 2019 r. Przede wszystkim katalog punktów właściwych został rozszerzony o wirtualny punkty wyjścia dla zapasów obowiązkowych. Wprowadzenie tego punktu było związane z wprowadzeniem do IRiESP, kompatybilnych z regulacjami UE zasad uruchamiania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

OSP udostępnia uczestnikom rynku maksymalną zdolność w punktach właściwych systemu. Oferuje on niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych i, w przypadku występowania ograniczeń kontraktowych, na zasadach przerywanych, a także umożliwia użytkownikom sieci odsprzedaż bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym. OSP, stosownie do art. 18 rozporządzenia 715/2009 oraz punktu 3 załącznika I do niego, publikuje informacje potrzebne użytkownikowi do korzystania z oferowanych przez OSP usług. Dane dostępne są na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A.<sup>63)</sup>, również w języku angielskim<sup>64)</sup>.

Zdolność wynikająca z procedury nadsubskrypcji w określonych punktach KSP i SGT powinna być na bieżąco publikowana na stronie OSP w sytuacji istnienia w tych punktach ograniczeń kontraktowych. W 2018 r. nie zaistniały okoliczności skutkujące udostępnieniem przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu. Ponadto OSP nie stwierdził potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów przepustowości procedury opartej na LT UIOLI. Nie stwierdzono również konieczności wprowadzenia mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać”. OSP umożliwia obrót przepustowością na rynku wtórnym na platformie GAZ-SYSTEM Aukcje. Użytkownik ma możliwość rezygnacji z przydzielonej przepustowości na zasadach ciągłych w fizycznych punktach wejścia lub wyjścia na połączeniach z systemami przesyłowymi sąsiednich krajów oraz w Punkcie Wzajemnego Połączenia.

W 2018 r. PSG Sp. z o.o. świadczyła usługę dystrybucji paliwa gazowego na zasadach ciągłych i przerywanych. Poniższa tabela przedstawia wolumen paliwa transportowanego przez PSG Sp. z o.o. oraz liczbę punktów poboru.

<sup>63)</sup> <http://www.Gaz-System.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/>

<sup>64)</sup> <http://en.Gaz-System.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/>

Tabela 14. Wolumen paliwa gazowego transportowanego przez PSG Sp. z o.o. oraz ilość punktów poboru w 2018 r.

Rodzaj danej	Usługa dystrybucji paliw gazowych na zasadach	
	ciągłych	przerwywanych
Wolumen [TWh]	124,695	0,005
Liczbę punktów poboru [szt.]	7 044 516	3

Źródło: Opracowanie PSG Sp. z o.o.

Ponadto PSG Sp. z o.o. zapewnia ochronę sensytywnych informacji handlowych zgodnie z art. 9c ust. 4a ustawy – Prawo energetyczne, przepisów obowiązującego programu zgodności oraz regulacji wewnętrznej pn. „Instrukcja ochrony sensytywnych informacji handlowych”. Nadzór nad przestrzeganiem zasad ochrony danych sensytywnych w spółce sprawuje inspektor ds. zgodności.

Spółka wypełnia obowiązek współpracy z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju zgodnie z art. 9c ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne poprzez:

- zawieranie z operatorami systemów współpracujących porozumień międzyoperatorskich określających warunki ich współpracy,
- wprowadzanie procedur postępowania na wypadek wystąpienia zaburzeń w dostarczaniu gazu ziemnego na podstawie art. 49 ustawy o zapasach, określających obowiązki w przypadkach zagrożenia bezpieczeństwa dostarczania paliwa gazowego oraz nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, wystąpienia zakłóceń w dostawach gazu ziemnego i wystąpienia sytuacji awaryjnej w instalacji odbiorcy lub dostawcy,
- zawieranie międzyoperatorskich umów dystrybucyjnych wraz z załącznikami technicznymi, określających szczegółowe warunki współpracy pomiędzy PSG Sp. z o.o. a operatorem systemu dystrybucyjnego współpracującego.

PSG Sp. z o.o. wypełnia obowiązki ochrony danych pomiarowych dotyczących odbiorców końcowych, u których operator zainstalował liczniki zdalnego odczytu, przyłączonych do sieci operatora, na zasadach określonych w przepisach o ochronie danych osobowych stosownie do art. 9c ust. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

W 2018 r. Prezes URE nie nałożył kar administracyjnych na przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w sektorze gazowym z tytułu naruszenia przepisów rozporządzenia 715/2009 i rozporządzeń wydanych na podstawie przepisów tegoż rozporządzenia.

## 4.2. Promowanie konkurencji

### 4.2.1. Rynek hurtowy

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

Na koniec 2018 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 197 podmiotów wobec 200 na koniec 2017 r. Natomiast 102 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG pozyskały 97,1 TWh gazu ziemnego. Dane dotyczące zakupu i sprzedaży gazu przez spółki obrotu znajdują się w tabeli poniżej. Wielkość pozyskania gazu nie uwzględnia pozyskania na potrzeby własne przez spółki obrotu objęte monitorowaniem, w tym pozyskania gazu przez przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie dużymi odbiorcami końcowymi.

Tabela 15. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2018 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobywanie)	395,5	298,4	97,1
Hurtowa sprzedaż gazu	160,9	104,9	56,0

Źródło: URE na podstawie danych od spółek obrotu oraz danych Ministerstwa Energii.

## 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 najwięksi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po zawarciu stosownej umowy z TGE S.A., stając się członkami giełdy, lub też za pośrednictwem domów maklerskich. Obrót giełdowy odbywa się poprzez zawieranie umów sprzedaży (transakcji) pomiędzy członkami giełdy.

W 2018 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.

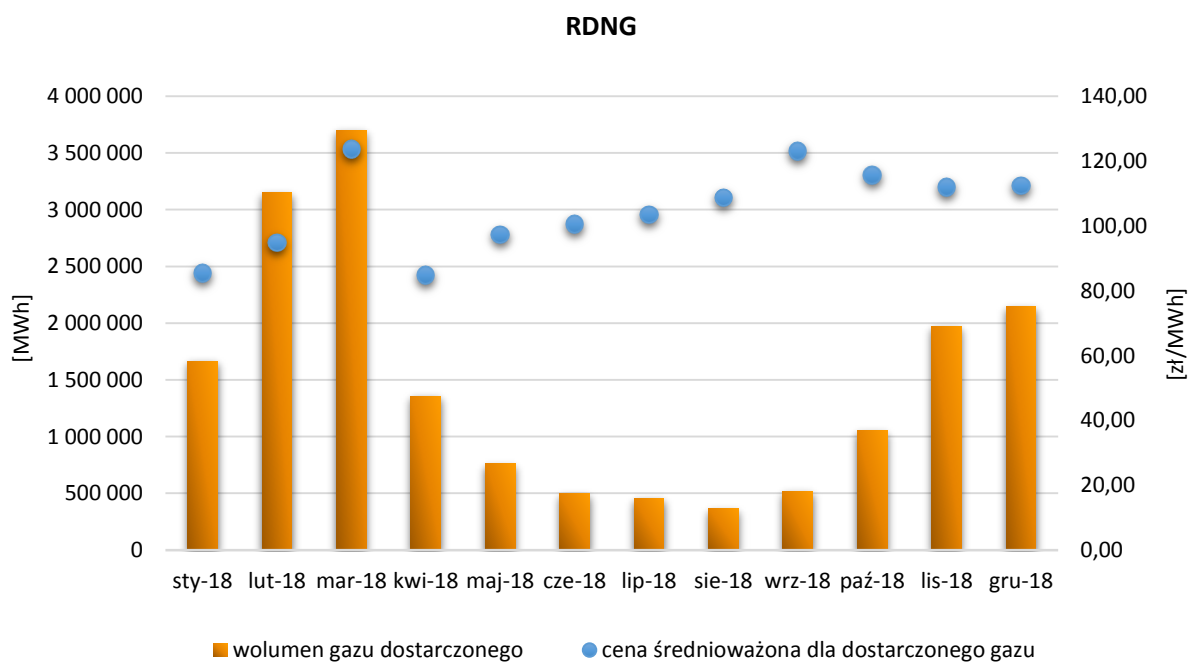
Przedmiotem obrotu na rynku terminowym towarowym gazu (RTTg) jest dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny i roczny).

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.

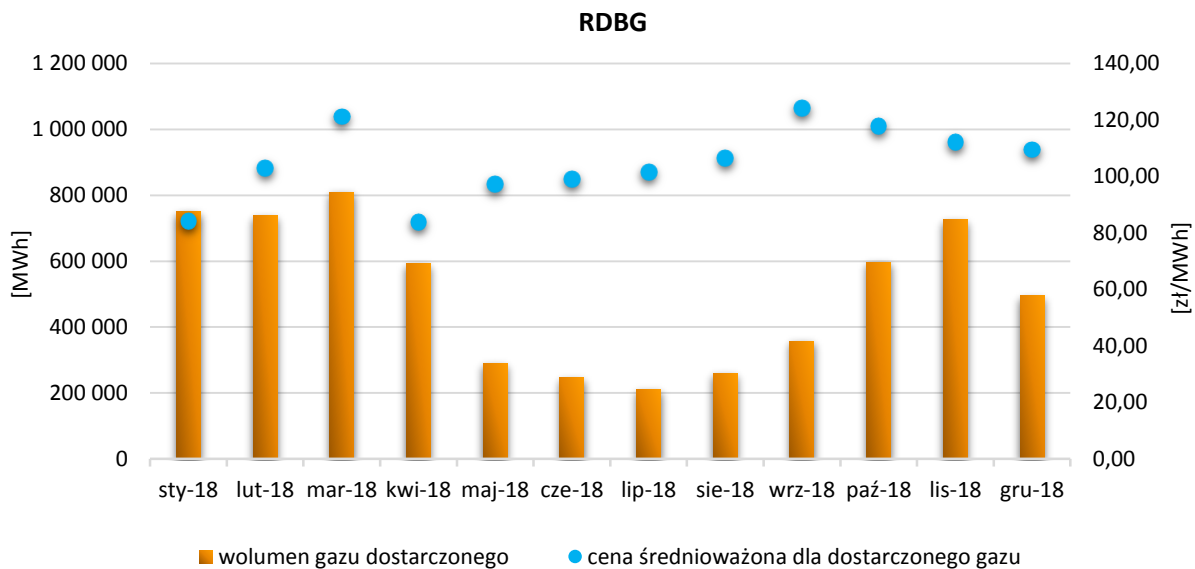
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku terminowym towarowym dla instrumentów gazowych.

Rysunek 22. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego gazu (RDNG) w 2018 r.



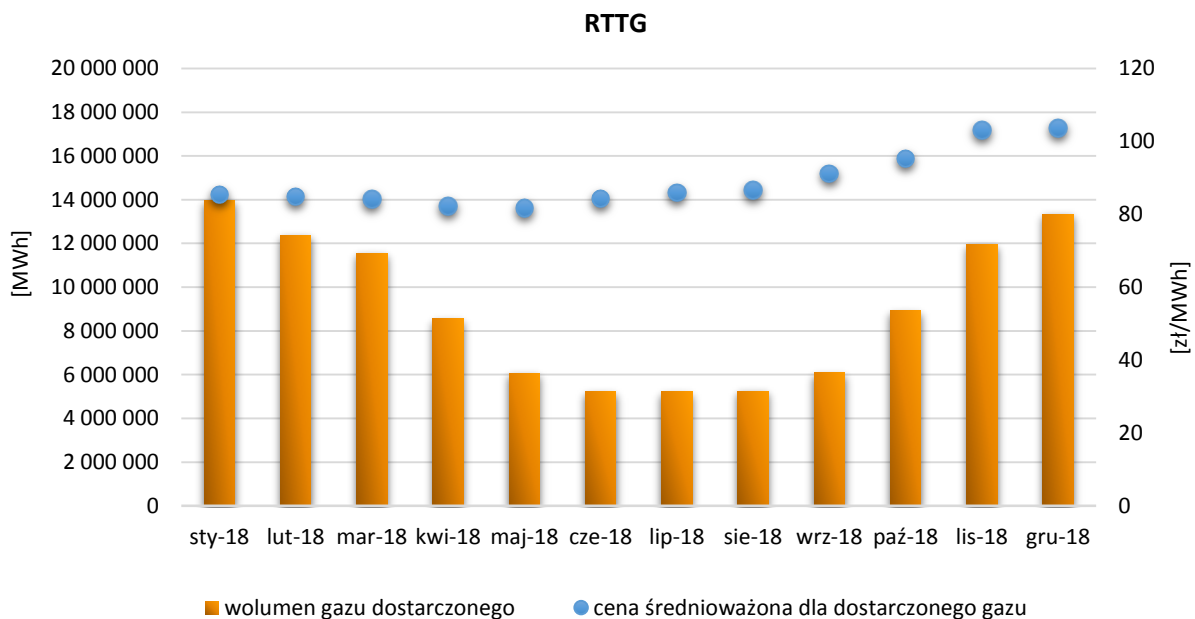
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 23. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia bieżącego gazu (RDBG) w 2018 r.



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

Rysunek 24. Wolumen oraz cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku terminowym towarowym (RTTG), których realizacja następowała w 2018 r.



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

W 2018 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczonego 132 161 649 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 92,97 zł/MWh (17 640 196 MWh na rynku RDNG po średniej cenie 106,07 zł/MWh; 6 072 251 MWh na rynku RDBG po średniej cenie 105,23 zł/MWh i 108 449 202 MWh na rynku terminowym RTTG po średniej cenie 90,15 zł/MWh).

## Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2018 r. Prezes URE monitorował również transakcje zawierane w punkcie wirtualnym na rynku pozagiełdowym. W wyniku realizacji kontraktów zawartych w tym punkcie na rynku OTC niezależnie od daty zawarcia kontraktu dostarczono 28,0 TWh gazu ziemnego po średniej cenie 95,04 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach w porównaniu z cenami giełdowymi i cenami przywozu gazu z UE kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 16. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC sprzedaży poprzez TGE S.A. oraz zakupu z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2018 r. [zł/MWh]

	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC z dostawą w danym okresie	87,00	87,36	98,12	112,68
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	89,38	83,99	90,97	103,32
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	84,72	90,61	96,71	104,13

Źródło: Opracowanie własne URE.

## Efektywność konkurencji na hurtowym rynku gazu ziemnego

Obrót hurtowy na polskim rynku gazu koncentruje się na giełdzie towarowej, głównie za sprawą wynikającego z przepisów prawnych obowiązku publicznej sprzedaży gazu przez największe podmioty (obecnie PGNiG S.A.). Stopień płynności tego rynku jest wysoki w stosunku do zużycia końcowego. Jednakże duża część transakcji dokonywana jest pomiędzy podmiotami z GK PGNiG, co może mieć wpływ na transparentność warunków cenowych.

### 4.2.2. Rynek detaliczny

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

Analiza rynku detalicznego paliw gazowych dokonana została przez Prezesa URE – osobno dla gazu wysokometanowego, zaazotowanego oraz LNG – na podstawie przeprowadzonego corocznie monitoringu spółek obrotu. Przeprowadzona analiza wykazała, że całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła w 2018 r. 206 161 845 MWh. W porównaniu do 2017 r. nastąpił wzrost zużycia gazu, głównie przez odbiorców przemysłowych. Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych zdominowana była przez podmioty z GK PGNiG. Udział tych podmiotów wyniósł 82,08%, i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o ok. 2%. Zaobserwowany wzrost udziału GK PGNiG w sprzedaży paliwa gazowego do odbiorców końcowych utrzymujący się od 2017 r. wynikał ze spadku przywozu gazu z zagranicy bezpośrednio przez dużych (przemysłowych) odbiorców końcowych na własne potrzeby i zakupu od GK PGNiG. Nastąpiło to głównie z powodu zmian regulacji prawnych dotyczących konieczności utrzymywania zapasów obowiązkowych. Pozostałe 17,92% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju. W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.



Tabela 17. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2018 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego			
	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Sprzedaż gazu na potrzeby odbiorców końcowych	36 936 155	167 497 381	204 433 536
z tego: przemysł	29 601 263	108 799 885	138 401 148
rolnictwo	85 804	359 423	445 227
usługi i użyteczność publiczna	5 661 882	13 270 512	18 932 394
gospodarstwa domowe	1 587 206	45 067 561	46 654 767
zużycie na potrzeby własne	14 681	1 713 628	1 728 309
<b>Razem</b>	<b>36 950 836</b>	<b>169 211 009</b>	<b>206 161 845</b>

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

Prezes URE dokonał również monitoringu sprzedaży gazu LNG w 2018 r. Pozyskanie gazu LNG wyniosło 38 858 704 MWh, z tego większość została pozyskana za pośrednictwem terminalu LNG w Świnoujściu. Większość z pozyskanego gazu LNG została sprzedana odbiorcom końcowym po dokonaniu regazyfikacji i wprowadzeniu uzyskanego gazu wysokometanowego do sieci gazowej. Jak wskazano w poniższej tabeli, wolumen sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w postaci skroplonej wyniósł ok. 423 887 MWh i był realizowany wyłącznie przez alternatywnych sprzedawców.

Tabela 18. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2018 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	423 887
z tego: przemysł	381 945
rolnictwo	-
usługi i użyteczność publiczna	41 280
gospodarstwa domowe	662

Źródło: URE na podstawie ankiet wybranych spółek obrotu.

1 stycznia 2017 r. weszła w życie ustawa z 30 listopada 2016 r., wprowadzająca harmonogram uwolnienia cen gazu ziemnego w sprzedaży do poszczególnych grup odbiorców.

W związku z powyższym od 1 stycznia 2017 r. wygasł obowiązek przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie sprzedaży na rynku hurtowym oraz w punkcie wirtualnym, gazem sprężonym CNG, skroplonym LNG, w trybie przetargów, aukcji. Z kolei od 1 października 2017 r. uwolniona została sprzedaż gazu do odbiorców końcowych, z wyjątkiem sprzedaży do odbiorców w gospodarstwach domowych, których taryfy będą zatwierdzane do końca 2023 r.

## Monitorowanie procesu zmiany sprzedawcy

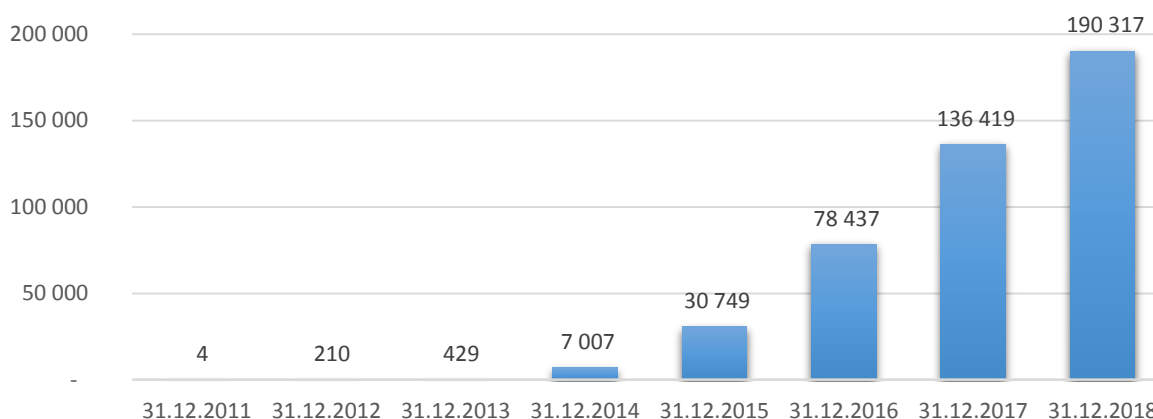
Zasada TPA, uregulowana w art. 4 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne, oznacza możliwość korzystania przez klienta z sieci lokalnego dostawcy w celu dostarczenia gazu lub energii elektrycznej kupionej przez niego u dowolnego sprzedawcy. Od 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy gazu uzyskali prawo do swobodnego wyboru i zmiany sprzedawcy. Liczba zmian sprzedawcy to prosty, ale miarodajny miernik rozwoju konkurencyjnego rynku gazu. W związku z tym Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców uprawnionych. Systematyczne monitorowanie stopnia rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy zostało podjęte z uwagi na stopniowo postępującą liberalizację rynku gazu.

Na swobodę wyboru sprzedawcy wpływa kilka istotnych czynników, m.in.: stopień świadomości klientów i ich motywacja do zmiany sprzedawcy, a także łatwość dokonania zmiany czy ilość konkurencyjnych ofert dostępnych na rynku.

Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na wzrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy w latach 2011-2018. W 2011 r. odnotowano jedynie kilka przypadków zmiany sprzedawcy, w 2012 r. ich liczba zwiększyła się do 210, natomiast łączna liczba zmian sprzedawcy od początku ich monitorowania do końca 2018 r. wyniosła już 190 317.

Poniższy rysunek pokazuje dynamikę zmian sprzedawcy przez odbiorców (wg liczby przełączeń).

Rysunek 25. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (wg liczby przełączeń)



Źródło: Opracowanie własne URE.

Na powyższym rysunku nie zostały uwzględnione przypadki uruchomionej na rzecz odbiorców we wrześniu 2018 r. sprzedaży awaryjnej (rezerwowej) po zaprzestaniu działalności przez dwie spółki obrotu, posiadające łącznie 55 730 odbiorców.

Wartym odnotowania jest fakt, że na 190 317 zmian sprzedawcy dokonanych do końca 2018 r., zdecydowana większość bo aż 181 453 dotyczyła odbiorców z grup taryfowych W 1-4, czyli głównie odbiorców w gospodarstwach domowych. Taki stan rzeczy może być spowodowany intensyfikacją kampanii reklamowych, dedykowanych tej grupie odbiorców. Wzrost zainteresowania konsumentów w tematyce zmiany sprzedawcy na rynku gazu widoczny jest również w intensyfikacji w bieżącym roku zapytań telefonicznych kierowanych do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych – komórki działającej w strukturach URE, której celem jest informowanie konsumentów o przysługujących im prawach na rynkach energii, ale również o ich obowiązkach względem przedsiębiorstw energetycznych.

Istotnym czynnikiem wspierającym wzrost liczby zmian sprzedawcy na rynku gazu jest fakt, by OSD posiadał możliwie największą ilość podpisanych ze sprzedawcami 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 IV kw. 2018 r. 145 sprzedawców miało zawarte ważne umowy z OSP, w tym 82 sprzedawców posiadało również umowy z OSD PSG Sp. z o.o.

## Taryfy dla paliw gazowych

Zgodnie z §29 ust. 4 rozporządzenia taryfowego gazowego ustalone w taryfie ceny paliw gazowych oraz stawki opłat abonamentowych mają charakter cen i stawek opłat abonamentowych maksymalnych. Dostawca gazu może stosować w rozliczeniach z odbiorcami ceny i stawki opłat abonamentowych niższe niż ustalone w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE, pod warunkiem równoprawnego traktowania odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych. Stosownie do postanowień art. 47 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne opracowują taryfę odpowiednio do zakresu prowadzonej działalności (posiadanych koncesji) i przedkładają do zatwierdzenia Prezesowi URE, który taryfę zatwierdza lub odmawia jej zatwierdzenia w przypadku, gdy stwierdzi, że została ona ustalona niezgodnie z postanowieniami art. 44-46 ustawy. Natomiast przepis art. 45 ust. 1 ww. ustawy nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązanie do kalkulacji taryf w sposób zapewniający: pokrycie kosztów uzasadnionych ich działalnością, uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w tę działalność oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.

Zasady kalkulacji taryfy w 2018 r. nie uległy zmianie w stosunku do zasad obowiązujących w 2017 r.

W postępowaniu o zatwierdzenie taryfy Prezes URE zobowiązany jest w szczególności zbadać czy ceny i stawki opłat w niej ustalone zostały skalkulowane zgodnie z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne,

tj. czy zapewniają pokrycie wyłącznie kosztów uzasadnionych, jak również gwarantują ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym ich poziomem.

2018 r. był szczególnym rokiem z uwagi, że był to pełny rok, w którym taryfy ustalane przez przedsiębiorstw energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego, podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w przypadku gdy gaz sprzedawany jest odbiorców w gospodarstwach domowych oraz nastąpił istotny wzrost cen paliw gazowych na TGE S.A. Zatem z punktu widzenia odbiorców w gospodarstwach domowych kluczowe znaczenie ma taryfa PGNiG OD Sp. z o.o., która dostarcza paliwa gazowe do ponad 90% odbiorców w gospodarstwach domowych. W 2018 r. Prezes URE zatwierdził dwie zmiany taryfy dla ww. przedsiębiorstwa. Powyższe zmiany spowodowały wzrost cen. Główną przyczyną podwyżki cen gazu jest obserwowany od maja 2018 r. istotny wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego wysokometanowego nabywanego przez przedsiębiorstwo na TGE S.A., która jest głównym źródłem zakupu tego surowca przez PGNiG OD Sp. z o.o.

W 2018 r. Prezes URE podjął i opublikował dwie decyzje taryfowe w zakresie cen i stawek opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, stosowanych przez przedsiębiorstwo PGNiG OD Sp. z o.o. Pierwszą w zakresie zmiany taryfy i zmiany okresu jej obowiązywania, drugą natomiast w zakresie zmiany taryfy. Pierwsza decyzja – podjęta przez Prezesa URE i opublikowana w Biuletynie URE 14 marca 2018 r., weszła w życie 1 kwietnia 2018 r. Druga natomiast – podjęta 25 lipca 2018 r. i opublikowana 26 lipca 2018 r. – weszła w życie 10 sierpnia 2018 r.

Zatwierdzona 14 marca 2018 r. zmiana taryfy nr 6 wskazanego przedsiębiorstwa, dotyczyła zarówno zmiany cen, jak również zmiany okresu obowiązywania – poprzez jej wydłużenie do 31 grudnia 2018 r. W związku z ogłoszeniem 9 lutego 2018 r. komunikatu Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w sprawie wysokości przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w 2017 r., które stanowi podstawę ustalenia wysokości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, ich wartość została również dostosowana. Natomiast ceny paliw (jako towaru) zostały podwyższone o 1% ze względu na wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego wysokometanowego, nabywanego na TGE S.A. Skutkiem czego nastąpił wzrost średnich cen w obrocie o 0,9% zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i dla gazów zaazotowanych. Stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmiennym dotychczas poziomie.

25 lipca 2018 r. zatwierdzona została druga zmiana taryfy nr 6 przedsiębiorstwa PGNiG OD Sp. z o.o. Powodem była nieprzewidziana istotna zmiana warunków wykonywania działalności, polegająca na wzroście kosztów zakupu gazu ziemnego wysokometanowego, nabywanego na TGE S.A.

Ceny gazu jako towaru zostały podwyższone o 5,9% w stosunku do taryfy obowiązującej. Z uwagi, że stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmiennym dotychczas poziomie wzrost średnich płatności w obrocie wzrósł o 5,3% zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego.

Wzrost średnich miesięcznych płatności dla odbiorców w gospodarstwach domowych obsługiwanych przez PGNiG OD Sp. z o.o. przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG Sp. z o.o. w 2018 r. przedstawia się następująco:

- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 1 312 kWh wyniósł (+)0,1%, co oznacza wzrost średniomiesięcznych płatności o 0,03 zł,
- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-2 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 7 367 kWh wyniósł (+)1,7%, co oznacza wzrost średniomiesięcznych płatności o 1,61 zł,
- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-3 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody oraz do ogrzewania pomieszczeń dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 22 339 kWh wyniósł (+)1,9%, co oznacza wzrost średniomiesięcznych płatności o 5,29 zł.

Mimo wzrostu miesięcznych płatności w 2018 r., miesięczna płatność dla powyższych odbiorców w porównaniu do płatności obowiązującej na 31 grudnia 2014 r. spadła dla średniego statystycznego zużycia przez odbiorców. Dla odbiorców grup W-1, W-2 i W-3 średniomiesięczny spadek wyniósł (-) 10,8%, (-) 12,8% i (-) 11,8%, tj. odpowiednio (-) 2,80 zł, (-) 12,84 zł i (-) 37,58 zł.

## 4.3. Bezpieczeństwo dostaw

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, organem państwa właściwym w sprawach polityki energetycznej, w tym zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym, a w szczególności obejmujących nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w paliwa gazowe, jest Minister Energii. Jednocześnie jest on również organem właściwym (ang. *competent authority*) w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938, tj. działa jako organ odpowiedzialny za wdrożenie określonych w ww. rozporządzeniu środków służących zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

W 2018 r. Regulator współpracował z Ministrem Energii w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w odniesieniu do zadań wynikających z przywołanego rozporządzenia oraz dyrektywy 2009/73/WE w związku z kompetencjami Prezesa URE określonymi przez ustawodawstwo krajowe.

### 4.3.1. Monitorowanie bilansu podaży i popytu

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 163,5 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 42,4 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2018 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzspółnotowe. W 2018 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 2018 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 19. Struktura dostaw gazu w 2018r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Dostawy z zagranicy	163,5
2. Wydobyte ze źródeł krajowych	42,4
3. Zmiana stanu zapasów	1,3

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i spółek obrotu gazem.

W 2018 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 557,1 TWh gazu wysokometanowego i 8,3 TWh gazu zaazotowanego. Większość gazu wysokometanowego została przetransportowana tranzytem z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 20. Bilans przepływów handlowych\* gazu wysokometanowego i zaazotowanego w sieci przesyłowej (z uwzględnieniem Systemu Gazociągów Tranzytowych) w 2018 r.

2018 r.			
Rodzaj Gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
<b>Wejście do systemu razem [TWh]</b>		<b>557,1</b>	<b>8,3</b>
z tego:	kopalnie i odazotownie	23,1	4,3
	magazyny	25,0	0,0
	dostawy spoza UE (bez LNG)	443,2	0,0
	dostawy z UE	34,8	0,0
	terminal LNG	29,5	0,0
	inne (wejścia z dystrybucji)	1,5	4,0
<b>Wyjście z systemu razem [TWh]</b>		<b>557,1</b>	<b>8,3</b>
z tego:	mieszalnie i odazotownie	0	2,0
	magazyny	24,0	0,0
	do sieci dystrybucyjnej	135,8	6,1
	do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	45,9	0,2
	dostawy do UE	339,7	0,0
	dostawy poza UE	7,3	0,0
	potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	4,4	0,0

\* Dane dotyczą ilości gazu wprowadzonego do sieci oraz odebranego z sieci przesyłowej na skutek realizacji umów przesyłowych przez OSP. Dane te mogą się różnić od przepływów fizycznych w systemie.

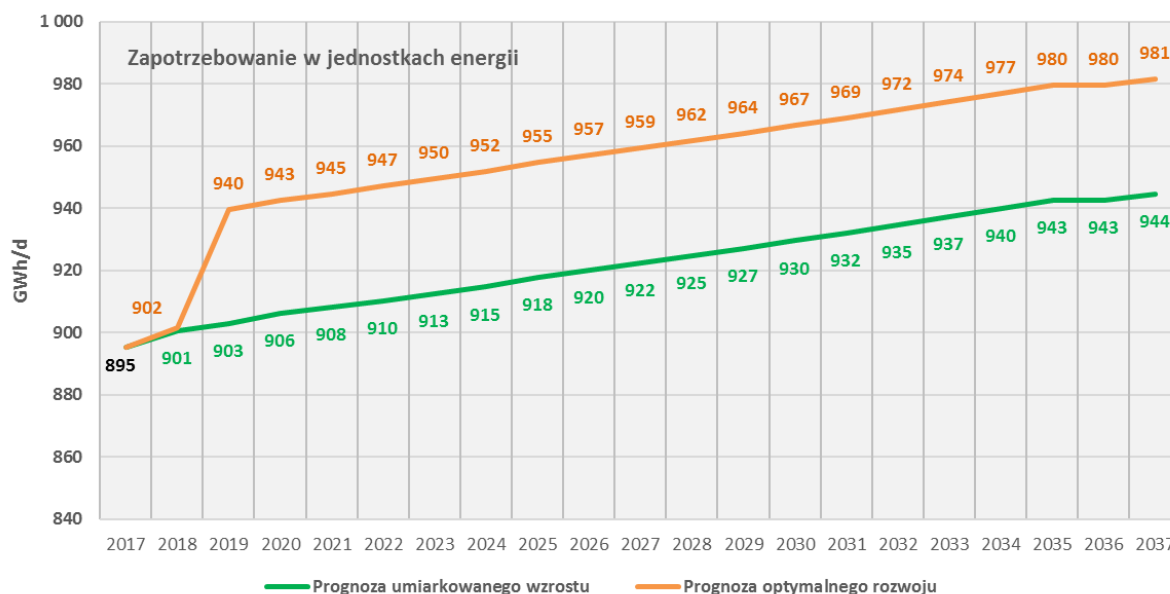
Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i EuRoPol GAZ S.A.

### 4.3.2. Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie oraz dostawy

Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie na usługę przesyłania OGP Gaz-System S.A. określił w KDPR na lata 2018-2027 i było przedstawione w raporcie Prezesa URE za 2017 r. Zapotrzebowanie to nie uległo zmianie w 2018 r.

Przewidywane przyszłe zapotrzebowanie na usługę przesyłania OGP Gaz-System S.A. określił w KDPR na lata 2018-2027 w dwóch granicznych wariantach, tj. Umiarkowanego Wzrostu (UW) i Optymalnego Rozwoju (OR) przy założeniu, że rzeczywiste zapotrzebowanie uplasuje się z wysokim prawdopodobieństwem pomiędzy określonymi granicznymi wariantami przedstawionymi na poniższym rysunku.

Rysunek 26. Porównanie prognoz zapotrzebowania szczytowego 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 2018–2027”, str. 44.

Przy opracowywaniu wskazanej wyżej prognozy OSP wziął pod uwagę: (i) dane statystyczne GUS o zużyciu gazu w podziale na jednostki administracyjne oraz grupy odbiorców za lata 2009-2015, (ii) swoje dane sprawozdawcze, w tym dane rozliczeniowe, za lata 2010-2016 oraz własne analizy pracy systemu przesyłowego w analogicznym okresie, (iii) własną analizę plany inwestycyjne na rynku elektroenergetyki opartą o podpisane umowy o przyłączenie i wydane warunki przyłączenia dla potencjalnych odbiorców z tego sektora gospodarki.

Do podstawowych czynników mających największy wpływ na zapotrzebowanie na przesyłanie gazu w okresie 2017-2037 należeć będą:

- produkcja energii elektrycznej i ciepła na bazie paliwa gazowego,
- wzrost PKB,
- cena gazu.

W porównaniu z prognozą przedstawioną w poprzednim KDPR na lata 2016-2025 OGP Gaz-System S.A. dokonał nieznacznych korekt prognoz zapotrzebowania na gaz. I tak, w wariantcie UW w KDPR na lata 2018-2027 dla 2022 r. zapotrzebowanie oszacowano na 16,6 mld m<sup>3</sup> gazu, a w poprzednim KDPR (na lata 2016-2025) – na 16,0 mld m<sup>3</sup> (wzrost o 3,75%). Dla wariantu OR wielkości te wynoszą odpowiednio 17,9 mld m<sup>3</sup> i 18,7 mld m<sup>3</sup> (spadek o 4,28%). Zatem prognozy wzrostu zapotrzebowania OGP dla wariantu OR uległy obniżeniu w ciągu ostatnich dwóch lat, zaś dla wariantu UW uległy nieznacznej poprawie. Zatem efekt tych zmian przy spodziewanym rzeczywistym zapotrzebowaniu na usługę przesyłania gazu, kształtującym się pomiędzy wskazanymi wariantami, należy ocenić jako neutralny w stosunku do poprzedniego KDPR.

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

Prowadzone w 2018 r. monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się szczególnie do zagadnień dotyczących:

- koncesji,
- taryf,
- zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego opracowanych przez operatorów,
- analizy informacji przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 ustawy o zapasach Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom,
- uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych i monitorowania ich realizacji,
- ustalania wielkości obowiązkowych zapasów gazu ziemnego oraz monitorowania utrzymywania tych zapasów,
- wyrażanie zgód na zawarcie tzw. umów biletowych<sup>65)</sup>,
- monitorowania zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- ograniczeń handlowych w dostawach paliwa gazowego wprowadzonych w 2017 r.,
- monitorowania warunków przyłączenia do sieci oraz ich realizacji,
- dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy.

Wyżej wymienione zadania zostały szczegółowo opisane w poszczególnych częściach niniejszego Raportu Krajowego, jak również w Raportach za lata poprzednie. Realizując te zadania Prezes URE kieruje się przede wszystkim wymaganiami wynikającymi z obowiązujących przepisów prawa.

Na szczególną uwagę zasługuje prowadzone w 2018 r. monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych odnoszące się do zagadnień dotyczących:

##### – **koncesji**

Jak już wskazano w ubiegłorocznym raporcie koncesje na obrót gazem ziemnym z zagranicą 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 (art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). Ponadto w 2018 r. w koncesjach na obrót gazem ziemnym z zagranicą zamieszczany był warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. W ramach postępowania o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą Prezes URE weryfikuje także, czy wnioskodawca złożył oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

##### – **dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy**

Prezes URE w 2018 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2017 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoring ten dotyczył okresu od 10 maja do 31 grudnia 2017 r. i zostało nim objętych 71 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2019 r.

Natomiast kwestia prawidłowego wypełnienia obowiązku dywersyfikacyjnego dotyczącego 2018 r. przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2018 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą będzie przedmiotem monitoringu Prezesa URE w 2019 r.

---

<sup>65)</sup> Zgodnie z art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego mogą zlecić, na podstawie umowy, wykonywanie zadań w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego innemu przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przedsiębiorstwu energetycznemu wykonującemu działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi. Przed zawarciem takiej umowy ww. przedsiębiorstwo lub podmiot obowiązane są do przedłożenia projektu umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie. W 2017 r. Prezes URE, w drodze decyzji, wydał zgody na zawarcie umów biletowych 11 podmiotom zobowiązanym.

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

### 5.1. Ochrona konsumentów

#### **Prawo konsumentów do korzystania z przejrzystych, prostych i niedrogich procedur rozpatrywania skarg i rozstrzygania sporów, z wykorzystaniem systemu pozasądowego. Instytucja Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE jako wsparcie dla odbiorców**

Od maja 2017 r. przy Prezesie URE działa Koordynator do spraw negocjacji. Do zadań Koordynatora należy prowadzenie postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między prosumentami będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi wynikłych z umów:

- 1) o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym przyłączenia mikroinstalacji,
- 2) o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego,
- 3) o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła,
- 4) sprzedaży,
- 5) kompleksowych.

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

Do zadań Prezesa URE należy m.in. podejmowanie działań informacyjnych mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej 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 lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, a także o przedsiębiorstwach energetycznych, na które zostały złożone uzasadnione skargi tych odbiorców dotyczące tych problemów. W ramach działań informacyjnych odbiorcom energii i paliw gazowych, udzielane są także informacje przez kompleksowy punkt informacyjny, z zastosowaniem kanału infolinii dotyczącej zmiany sprzedawcy w zakresie promowania prawa wyboru sprzedawcy. W celu realizacji tego zadania w strukturze URE działa Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, w którym odbiorcy mogą uzyskać informacje i porady w zakresie przysługujących im praw (zarówno telefonicznie, pisemnie, jak i drogą elektroniczną). Szczegółowe informacje na temat działania Punktu oraz dane kontaktowe zamieszczone zostały na stronie internetowej URE.

Stosownie do obowiązku nałożonego przepisami ustawy – Prawo energetyczne, sprzedawcy paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarczają odbiorcom w gospodarstwach domowych kopie zbioru praw konsumenta energii, opracowanego przez Prezesa URE we współpracy z Prezesem UOKiK, oraz zapewniają publiczny dostęp do tego dokumentu.

W 2018 r. Prezes URE dokonał analizy informacji zebranych w ramach monitoringu wykonania przez sprzedawców energii elektrycznej obowiązku dostarczenia zbioru praw konsumenta energii elektrycznej odbiorcom w gospodarstwach domowych. Na podstawie nadesłanych przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji ustalono, że przedsiębiorstwa objęte monitoringiem w wykonaniu obowiązku nałożonego przez art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne doręczyły zbiór praw konsumenta energii Elektrycznej do 90,6% odbiorców w gospodarstwach domowych. Mając na uwadze zebrane w procesie monitoringu informacje, Prezes URE zamieścił na stronie internetowej URE publiczne rekomendacje

dotyczące doręczania przedmiotowego Zbioru odbiorcom w gospodarstwach domowych oraz jego publikacji i aktualizacji na stronach internetowych spółek obrotu.

## Ochrona odbiorcy wrażliwego

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie we wrześniu 2013 r. wprowadziła definicję odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej i odbiorcy wrażliwego paliw gazowych oraz ustanowiła system wsparcia finansowego dla tych odbiorców. System wsparcia finansowego odbiorców wrażliwych zakłada wypłatę przez gminy dodatków energetycznych odbiorcom wrażliwym, którym przyznano dodatek mieszkaniowy (odbiorcy energii elektrycznej) lub ryczałt na zakup opału (odbiorcy paliw gazowych), a którzy są odpowiednio stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej lub paliw gazowych, i zamieszkują w miejscu dostarczania tej energii lub paliw. Na koniec 2018 r. wysokość dodatku energetycznego dla gospodarstwa domowego wynosiła 11,35 zł, 15,77 zł lub 18,92 zł miesięcznie w zależności od tego czy w skład gospodarstwa domowego wchodziło odpowiednio: 1, 2 do 4, bądź co najmniej 5 osób.

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

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że Prezes URE działając na rzecz wzmocnienia pozycji konsumentów, szczególnie odbiorców wrażliwych społecznie, brał udział w pracach Zespołu powołanego zarządzeniem Ministra Energii z 26 czerwca 2017 r. do spraw ograniczania ubóstwa energetycznego w celu opracowania propozycji założeń kompleksowej polityki publicznej, zapewniającej ochronę wrażliwych odbiorców przed ubóstwem energetycznym. Obszarem pracy była analiza i ocena funkcjonowania dotychczas wdrożonych działań, programów i systemów wsparcia, adresowanych do gospodarstw domowych w obszarach ubóstwa energetycznego oraz próba podjęcia działań służących wypracowaniu definicji legalnej ubóstwa energetycznego. Wynikiem prac zespołu były dwa raporty zatwierdzone w kwietniu 2018 r. i przekazane Pełnomocnikowi Prezesa Rady Ministrów do spraw Programu „Czyste Powietrze” koordynującego projekt założeń kompleksowej polityki publicznej, zapewniającej optymalną ochronę wrażliwych grup społecznych przed ubóstwem energetycznym.

Dodatkowo w 2018 r. Prezes URE brał udział w projekcie „Technical support for defining, measuring and monitoring energy poverty in Poland” powołanym na wniosek Ministerstwa Energii w oparciu o umowę zawartą 18 czerwca 2018 r. pomiędzy Służbą ds. Wspierania Reform Strukturalnych Komisji Europejskiej oraz Instytutu Badań Strukturalnych i Spółki Ernst&Young, będących wykonawcą projektu. Celem projektu było przede wszystkim stworzenie modelu statystycznego służącego monitorowaniu ubóstwa energetycznego w Polsce oraz opracowanie charakterystyk ubóstwa energetycznego. Projekt został zakończony w listopadzie 2018 r.

## Zapewnienie dostępu do danych dotyczących zużycia energii przez odbiorców

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

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

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



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

- stany wskazań układu pomiarowego na początku i na końcu okresu rozliczeniowego, określone w [m<sup>3</sup>],
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [m<sup>3</sup>],
- wartość współczynnika konwersji (służącego do przeliczenia z [m<sup>3</sup>] na [kWh]),
- zużycie paliw gazowych w okresie rozliczeniowym, wyrażone w [kWh],
- czy wskazane zużycie jest zużyciem rzeczywistym, czy prognozowanym.

## 5.2. Rozstrzyganie sporów

Zgodnie z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, na wniosek strony, rozstrzyga w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, 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 której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d<sup>7</sup> pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji.

Jedną z kompetencji Prezesa URE jest rozstrzyganie 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. Należy jednocześnie zaznaczyć, że regulator rozstrzyga spory w trybie administracyjnym. Decyzja Prezesa URE zastępuje *de facto* oświadczenie woli stron i stanowi samoistną podstawę ukształtowania stosunku zobowiązaniowego w zakresie sprawy spornej między stronami. Podstawa prawna obowiązku publicznoprawnego nałożonego na przedsiębiorstwa energetyczne 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 przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. 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 na wykonanie tego zespolecia, a nie na rozbudowę sieci przedsiębiorstwa na potrzeby przyłączenia. Powyższe potwierdza art. 7 ust. 8<sup>1</sup> 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.

Prezes URE nie ma natomiast 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, 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 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 2018 r. wydano 28 rozstrzygnięć, w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia przez przedsiębiorstwa energetyczne umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnych źródeł energii (z wyłączeniem mikroinstalacji). W powyższym zakresie wydano 7 decyzji stwierdzających istnienie publicznoprawnego obowiązku przyłączenia do sieci i orzekających zawarcie umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnych źródeł, a także 13 decyzji administracyjnych stwierdzających, że nie zachodzą warunki techniczne lub ekonomiczne przyłączenia instalacji odnawialnego źródła do sieci elektroenergetycznej. W 7 przypadkach wydano decyzje umarzające postępowanie administracyjne oraz wydano 1 decyzję w ramach autokontroli.

Tabela 21. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2018 r.

Liczba spraw rozstrzygniętych	Liczba decyzji, w których stwierdzono publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji, w których stwierdzono brak publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji uchylających decyzje, wydane w ramach autokontroli
28	7	13	7	1

Źródło: URE.