



Urząd Regulacji
Energetyki

RAPORT PREZESA URE

Warunki podejmowania i wykonywania
działalności gospodarczej
w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji
energii elektrycznej i paliw gazowych
oraz realizacja przez operatorów systemu
elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju
uwzględniających zaspokojenie obecnego
i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe

Warszawa, czerwiec **2021**

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w raporcie	5
Wstęp	9
Część I. Monitorowanie funkcjonowania systemów	9
1. ENERGIA ELEKTRYCZNA	9
1.1. Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG)	9
1.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami	9
1.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych	16
1.1.3. Relacje pomiędzy ograniczeniami a rynkiem hurtowym	17
1.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym	17
1.2.1. Bilansowanie	17
1.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym	20
1.3. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci	21
1.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	22
1.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	29
1.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych	44
1.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego	44
1.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych	45
1.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej	46
1.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	46
1.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2019-2020 przez OSP i OSD	59
1.5.2.1. Operator systemu przesyłowego	59
1.5.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności	64
1.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym	66
1.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze	66
1.5.4. Działania związane z kodeksami sieci	67
1.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	79
1.6.1. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne	79
1.6.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski	88
1.7. Elektromobilność	89
1.8. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej	90

2. PALIWA GAZOWE	90
2.1. Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG)	90
2.1.1. Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości	90
2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych	92
2.2. Mechanizmy bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym	92
2.2.1. Bilansowanie	92
2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie gazowym	94
2.3. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci	96
2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	96
2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	101
2.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych	109
2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego	109
2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych	112
2.5. Warunki świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne	112
2.6. Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych	119
2.6.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych	119
2.6.2. Plany rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	122
2.6.2.1. Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)	123
2.6.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)	130
2.7. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	133
2.7.1. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne	133
2.7.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski	138
2.8. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej	138
Część II. Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych	140
1. Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym wytwarzających ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji	140
2. Rynek wytwarzania	150
3. Przesyłanie lub dystrybucja	158
4. Przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców	161
Część III. Podsumowanie i sugerowane zmiany w otoczeniu regulacyjnym	163

WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W RAPORCIE

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
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
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej
IPA	Internetowa Platforma Aukcyjna
IRIESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – Skroplony Gaz Ziemny
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, regulator	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PSG Sp. z o.o.	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
PTPiREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
rozporządzenie 256/2014 (<i>utraciło moc 3 listopada 2018 r.</i>)	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014 z 26 lutego 2014 r. w sprawie zgłaszania Komisji projektów inwestycyjnych dotyczących infrastruktury energetycznej w Unii Europejskiej, zastępujące rozporządzenie Rady (UE, Euratom) nr 617/2010 oraz uchylające rozporządzenie Rady (WE) nr 736/96 (Dz. U. UE L 84/61)
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 115/39 z późn. zm.)
rozporządzenie 543/2013	rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 (Dz. U. UE L 163/1 z późn. zm.)
rozporządzenie 713/2009 (<i>utraciło moc 3 lipca 2019 r.</i>)	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 211/1)
rozporządzenie 714/2009 (<i>utraciło moc 31 grudnia 2019 r.</i>)	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 211/15 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 211/36 z późn. zm.)
rozporządzenie 1113/2014	rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1113/2014 z 16 października 2014 r. ustanawiające format i szczegóły techniczne zgłoszenia, o którym mowa w art. 3 i 5 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 256/2014, oraz uchylające rozporządzenia Komisji (WE) nr 2386/96 i (UE, Euratom) nr 833/2010 (Dz. U. UE L 302/26)
rozporządzenie 2015/1222	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. U. UE L 197/24 z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/631	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112/1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/1388	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223/10)
rozporządzenie 2016/1447	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. U. UE L 241/1)
rozporządzenie 2016/1719	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. U. UE L 259/42)
rozporządzenie 2017/1485	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 220/1)
rozporządzenie 2017/1938	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. U. UE L 280/1)
rozporządzenie 2017/2195	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312/6)
rozporządzenie 2017/2196, NC ER	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. U. UE L 312/54 z późn. zm.)
rozporządzenie 2019/943	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158/54)
rozporządzenie BAL	rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. U. UE L 91/15)
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 72/1)
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 326/1)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.

TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
URE, urząd	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa o CHP	ustawa z 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144)
ustawa OZE	ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610)
ustawa – Prawo energetyczne	ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.)
ustawa nowelizująca	ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984)
ustawa zmieniająca	ustawa z 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104)
ustawa z 7 lipca 2016 r.	ustawa z 7 lipca 2016 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1052 i 1165)
ustawa z 22 lipca 2016 r.	ustawa z 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1165, 1986 i z 2017 r. poz. 1387)
ustawa z 30 listopada 2016 r.	ustawa z 30 listopada 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1986)
ustawa o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1233 z późn. zm.)
ustawa o rynku mocy	ustawa z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 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 2020 r. poz. 411 z późn. zm.)

WSTĘP

Zgodnie z treścią art. 23 ust. 2a i 2c ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE sporządza i przedstawia ministrowi właściwemu do spraw energii, co 2 lata, w terminie do 30 czerwca danego roku, raport przedstawiający i oceniający:

- 1) warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
- 2) realizację planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdania, o którym mowa w art. 15b ust. 3 tej ustawy, w dalszej części zwany także „raportem”.

Raport ten, zgodnie z treścią przywołanego wyżej przepisu, swym zakresem obejmuje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego i gazowego oraz informacje o projektach inwestycyjnych znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej.

Tegoroczny raport przedstawia i ocenia warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w latach 2019-2020 w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizację planów rozwoju operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych, z uwzględnieniem zamierzeń inwestycyjnych wynikających ze sprawozdań z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych.

CZĘŚĆ I. Monitorowanie funkcjonowania systemów

1. ENERGIA ELEKTRYCZNA

1.1. Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG)

1.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami

Zasady dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi połączeń międzysystemowych były uregulowane w rozporządzeniu 714/2009 (w tym w załączniku nr 1 do tego rozporządzenia), a od 4 lipca 2019 r. są uregulowane w rozporządzeniu 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009 oraz w rozporządzeniu 2015/1222 (dotyczącym alokacji krótkoterminowej i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi) i rozporządzeniu 2016/1719 (dotyczącym alokacji długoterminowej).

W latach 2019-2020 zdolności przesyłowe były wyznaczane i oferowane oddzielnie dla: profilu synchronicznego (obejmującego połączenia wzajemne z Niemcami, Czechami oraz Słowacją), połączenia stałoprądowego ze Szwecją, połączenia stałoprądowego z Litwą oraz dla połączenia z Ukrainą (połączenie promieniowe Zamość-Dobrotwór). Na każdym z tych połączeń wykorzystywano metodę wyznaczania opartą na zdolnościach przesyłowych netto („NTC”) z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

- dla profilu synchronicznego wyznaczano zdolności przesyłowe dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznych, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączeń ze Szwecją i Litwą wyznaczano zdolności przesyłowe dla eksportu i importu dla potrzeb aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego (od listopada 2019 r. dla połączenia z Litwą i od stycznia 2020 r. dla połączenia ze Szwecją),

– dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczano zdolności przesyłowe jedynie dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych.

Zdolności przesyłowe oferowano w ramach obowiązujących procedur przetargowych z wykorzystaniem dedykowanych platform informatycznych.

W latach 2019-2020 PSE S.A. oferowała i alokowała zdolności przesyłowe:

1) na profilu synchronicznym:

W omawianym okresie udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju równoległym odbywało się na podstawie zatwierdzonych decyzją ACER Nr 03/2017 z 2 października 2017 r. zasad alokacji dla horyzontu długoterminowego¹⁾, zmienionych decyzją Nr 14/2019 z 29 października 2019 r.²⁾ (ang. *Harmonised allocation rules for long-term transmission rights in accordance with Article 51 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a Guideline on Forward Capacity Allocation*)³⁾, w których uczestniczyło, wg stanu na 31 grudnia 2019 r., dwudziestu ośmiu operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z dwudziestu trzech krajów oraz opracowanych w ramach inicjatywy regionalnej zasad alokacji dla horyzontu dobowego (ang. *Rules for Daily explicit Capacity Allocation on Bidding Zone borders AT-CZ, AT-HU, HR-HU, HR-SI, CZ-DE, CZ-PL, PL-SK and PL-DE*), w których uczestniczyło ośmiu operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z siedmiu krajów.

Do 18 listopada 2019 r. alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego odbywała się w ramach skoordynowanego procesu, w którym poza PSE S.A. uczestniczyło sześciu OSP z regionu Europy Środkowo-Wschodniej, tj. 50HzT, ČEPS a.s., SEPS a.s., APG, MAVIR i TenneT. Proces był administrowany przez czeskiego OSP – ČEPS a.s., który pełnił rolę Biura Alokacji. Od 19 listopada 2019 r. alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego na połączeniach synchronicznych Polska-Niemcy i Polska-Czechy odbywa się w trybie notowań ciągłych w ramach europejskiego rynku dnia bieżącego („SIDC”) w ramach lokalnego projektu implementacyjnego („LIP 15”) realizowanego przez OSP i NEMO z Austrii, Czech, Niemiec, Rumunii, Słowenii, Węgier, Polski, Chorwacji i Bułgarii.

4 lutego 2020 r. uruchomiono rozwiązanie tymczasowe dla rynku dnia bieżącego na granicy polsko-słowackiej oparte na mechanizmie aukcji typu *explicit* stosowanym do 19 listopada 2019 r. na całym profilu synchronicznym. Proces, realizowany za pośrednictwem systemu DAMAS, był administrowany przez czeskiego OSP – ČEPS a.s., pełniącego rolę Biura Alokacji. Rozwiązanie to jest przewidziane do stosowania do czasu objęcia granicy polsko-słowackiej mechanizmem SIDC.

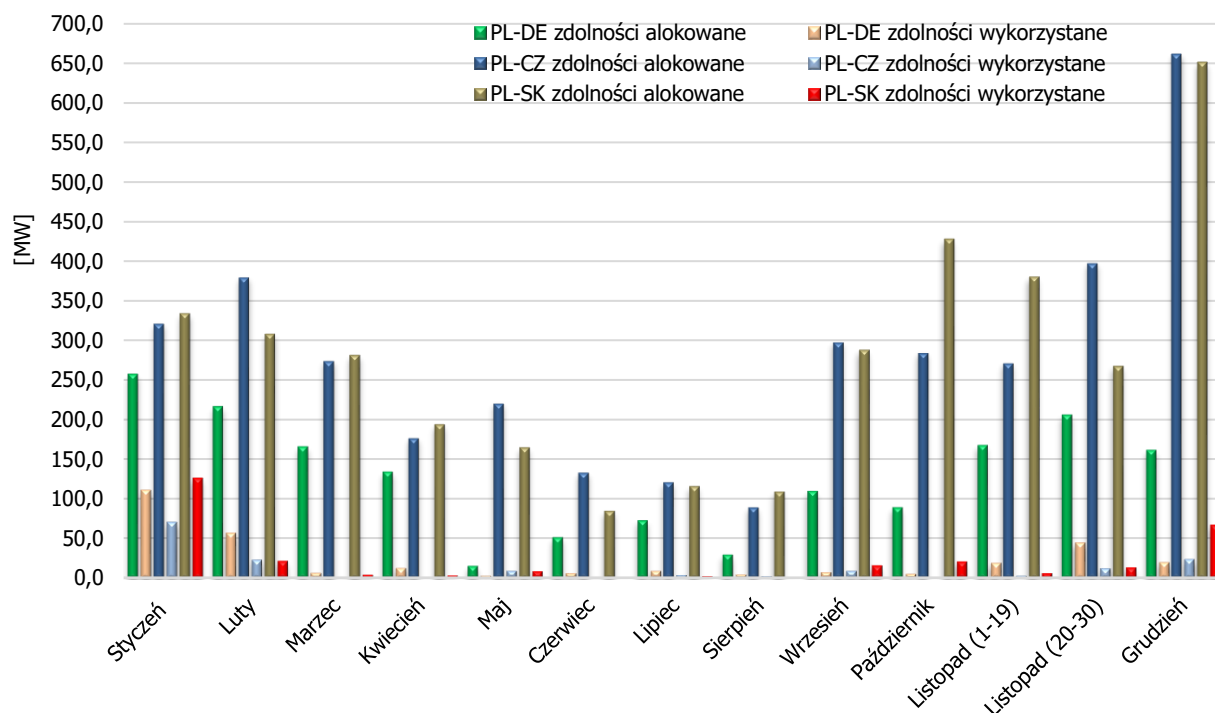
Poniżej przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

¹⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_HAR_DECISION/Annex%20I_171002.pdf;
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202003-2017-%20on%20HAR.pdf

²⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202014-2019%20on%20the%20TSOs%20proposal%20for%20HAR%20amendment.pdf

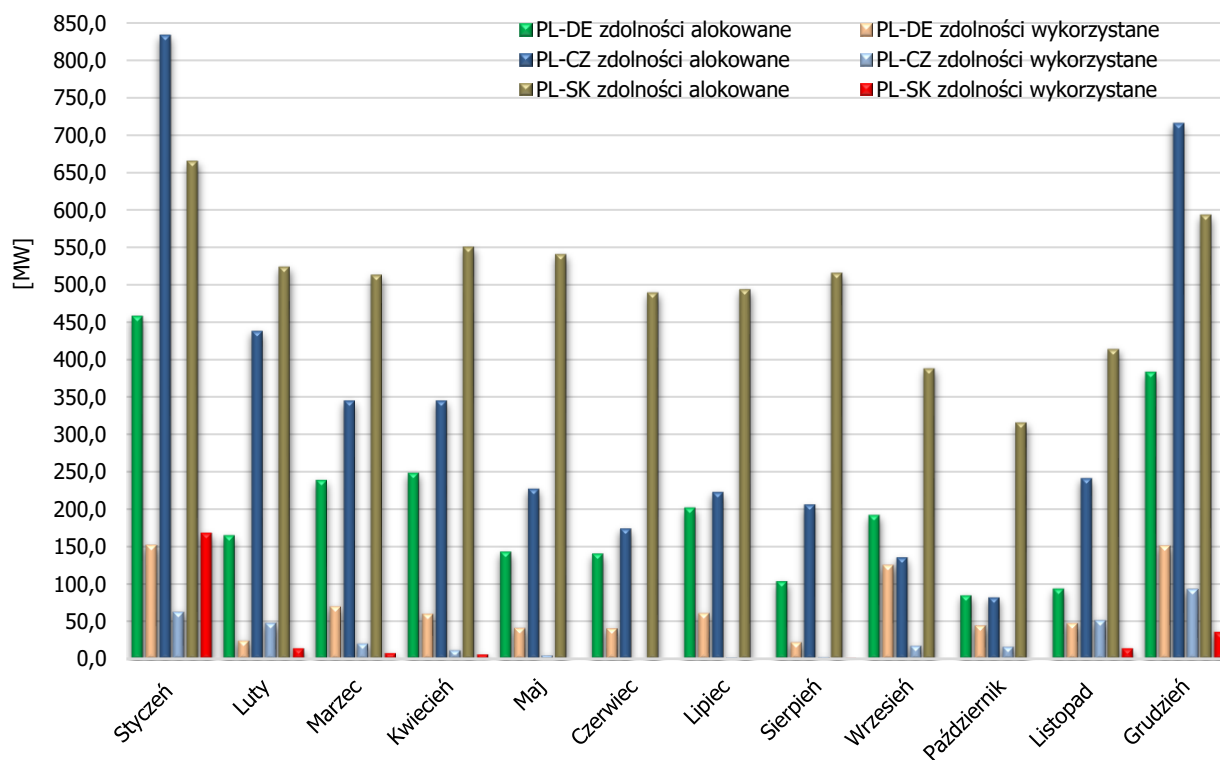
³⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_HAR_DECISION/Annex%20I_171002.pdf;
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202003-2017-%20on%20HAR.pdf

Rysunek 1. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2019 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



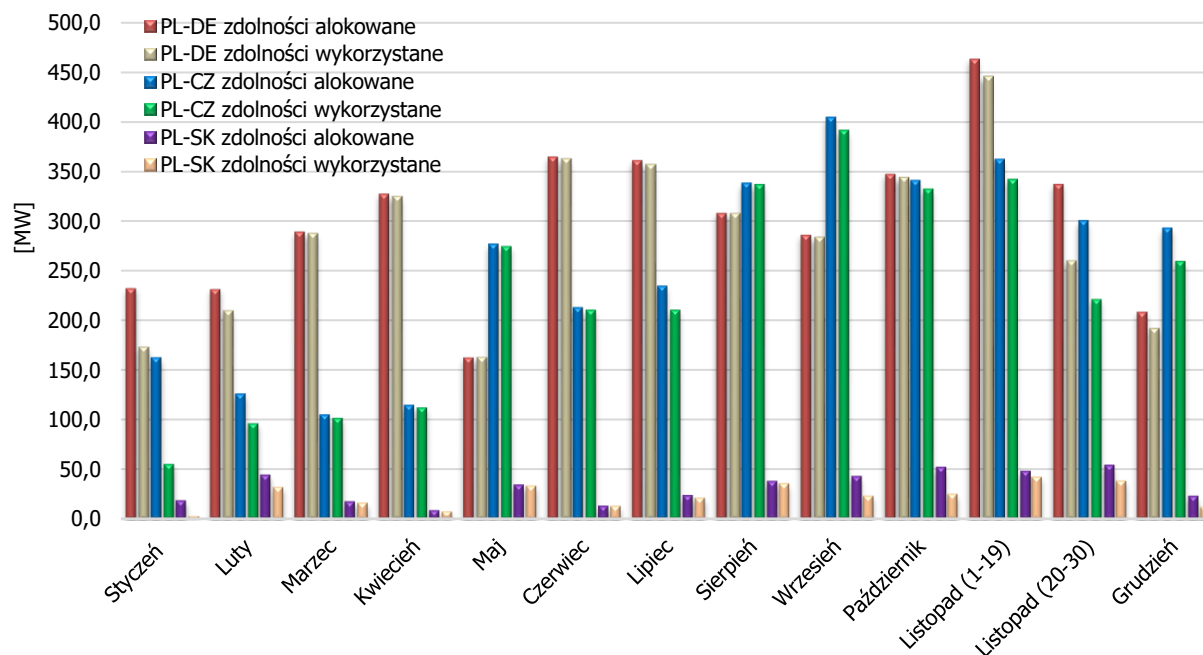
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 2. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2020 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



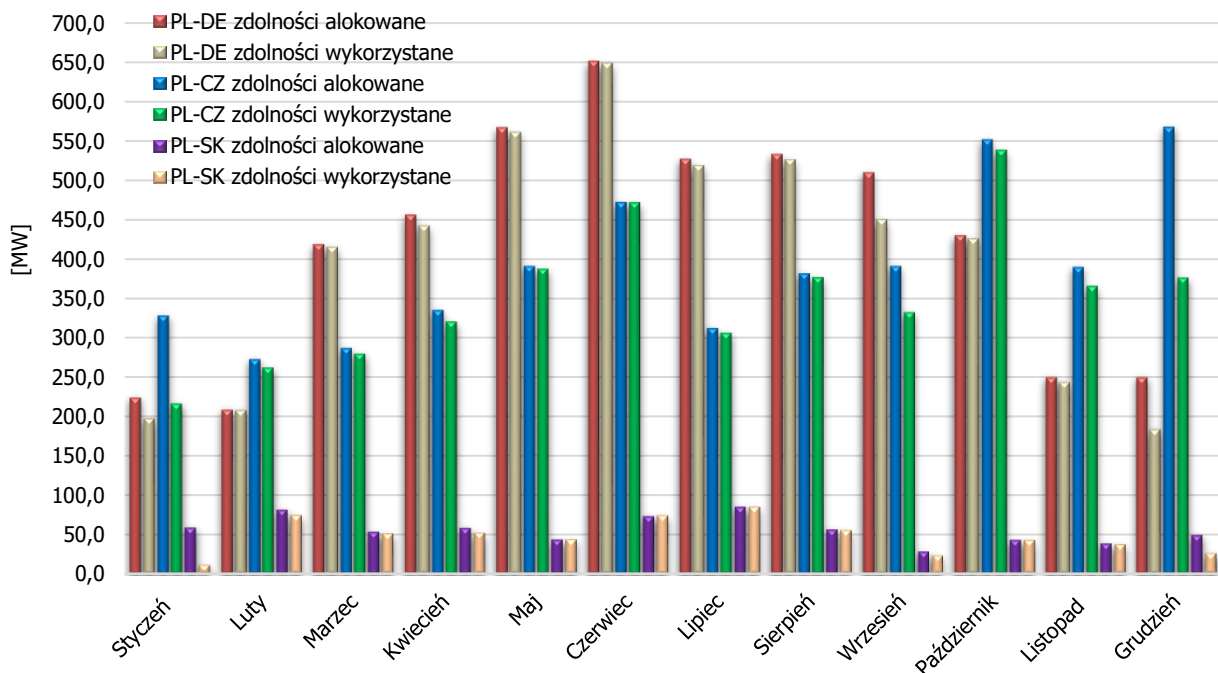
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 3. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2019 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 4. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2020 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



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 2019 r. i 2020 r. nie wykazywali wyraźnych preferencji, choć w poszczególnych miesiącach te preferencje się zmieniały. Natomiast w przypadku importu energii elektrycznej dominowała alokacja i wykorzystanie na kierunkach z Niemiec i Czech.

2) na połączeniu ze Szwecją – SwePol Link oraz na połączeniu z Litwą – LitPol Link:

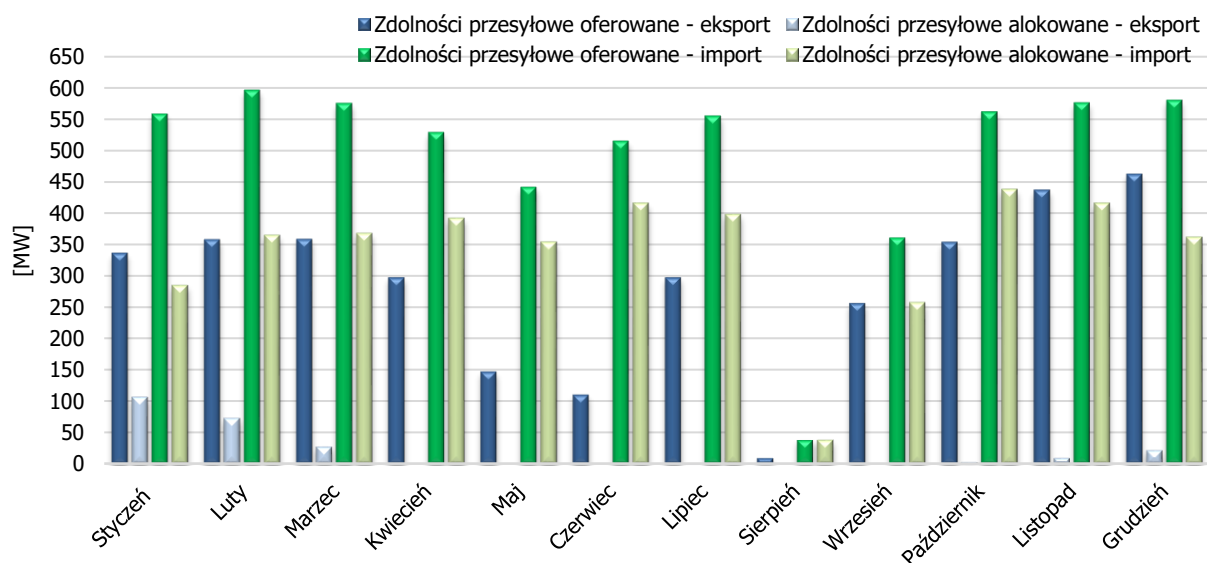
Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa w latach 2019-2020 była realizowana w ramach dobowych aukcji typu *implicit* w oparciu o mechanizm jednolitego łączenia się rynków dnia następnego (SDAC) prowadzonego przez TGE S.A. i NordPool EMCO AS.

Od 20 listopada 2019 r. na połączeniu Polska-Litwa, a od 22 stycznia 2020 r. na połączeniu Polska-Szwecja uruchomiono możliwość alokowania zdolności przesyłowych dnia bieżącego w oparciu o mechanizm jednolitego łączenia się rynków dnia bieżącego (XBID) w trybie notowań ciągłych.

Począwszy od lipca 2017 r. wprowadzono możliwość alokacji zdolności przesyłowych dla celów tranzytu dostaw z obszaru Szwecji na Litwę oraz Litwy do Szwecji.

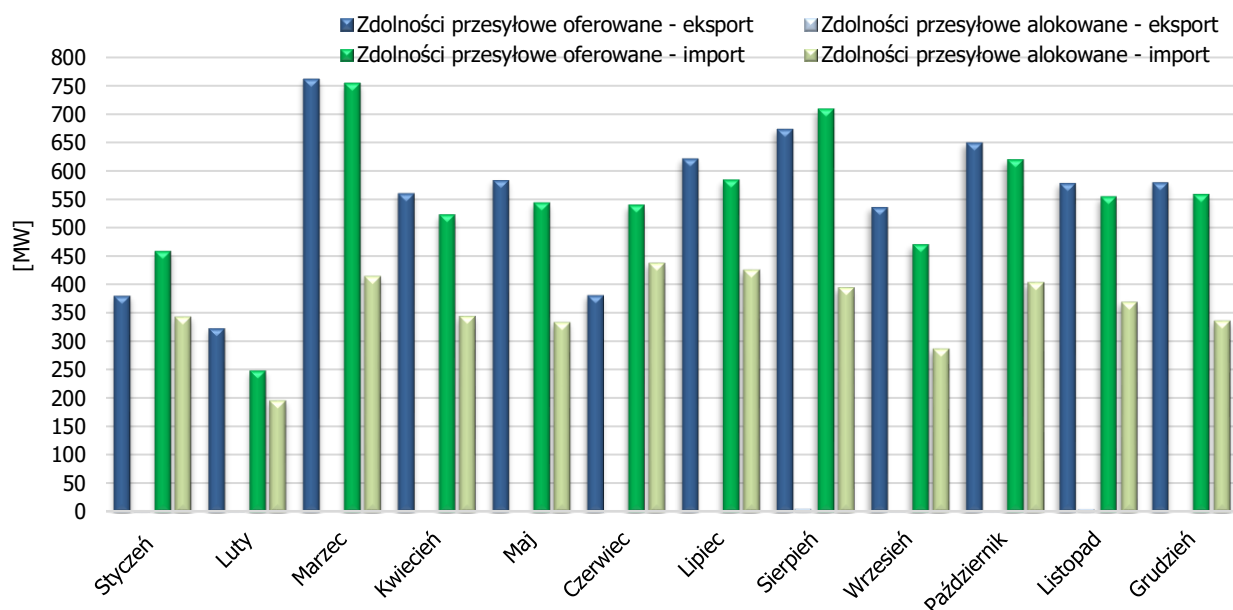
Poniżej przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w latach 2019-2020.

Rysunek 5. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2019 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



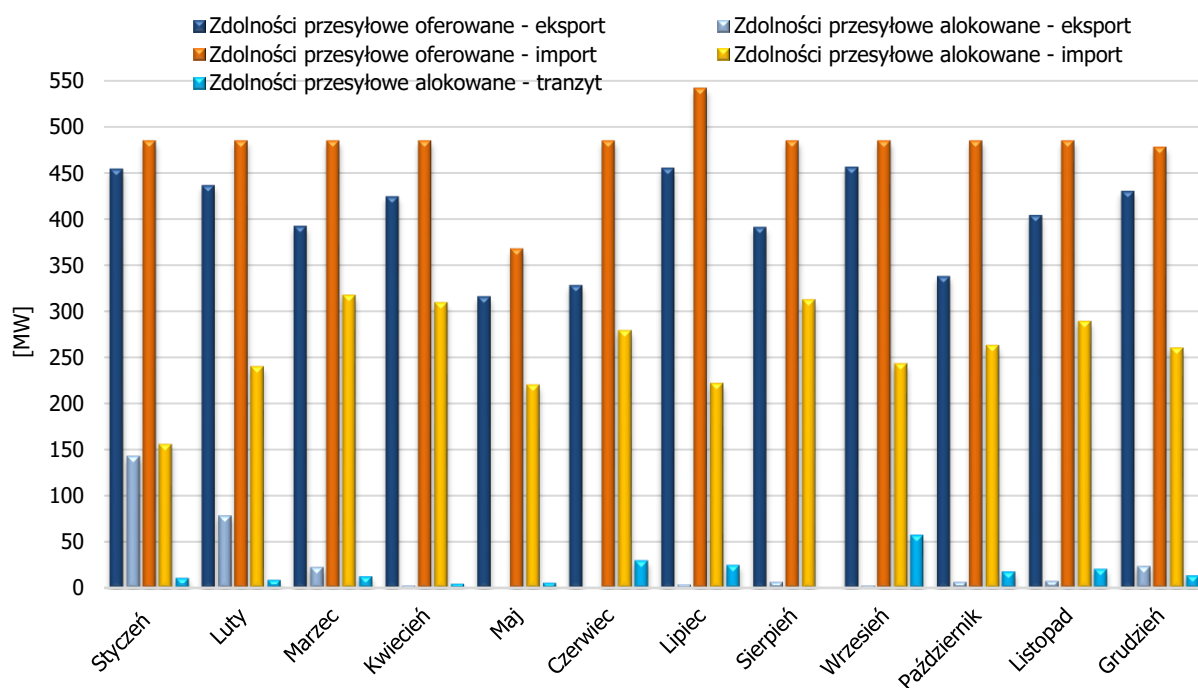
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 6. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2020 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



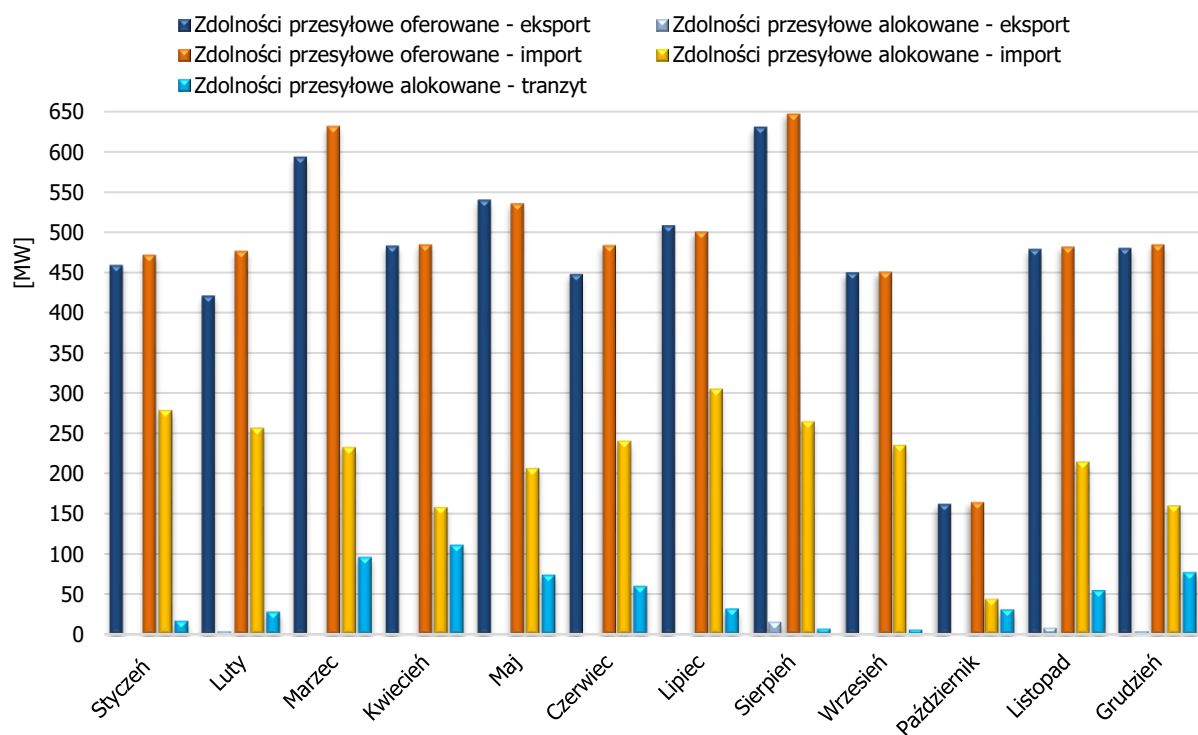
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 7. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2019 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]. Na wykresie uwzględniono także oferowane oraz alokowane zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę. Przepływów tranzytowych z kierunku Litwy do Szwecji w 2019 r. nie odnotowano



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 8. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2020 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]. Na wykresie uwzględniono także oferowane oraz alokowane zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę. Przepływów tranzytowych z kierunku Litwy do Szwecji w 2020 r. nie odnotowano



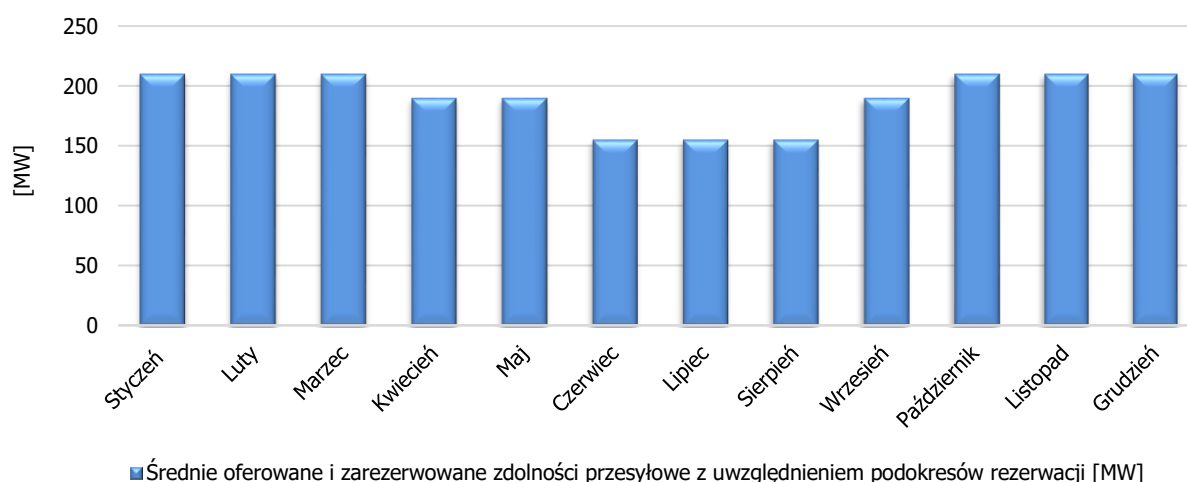
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w latach 2019-2020 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. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na tej granicy wyniosły w 2019 r. 580 MW, a w 2020 r. 754 MW w kierunku importu i odpowiednio 462 MW oraz 762 MW w kierunku eksportu. Podobna sytuacja miała miejsce na połączeniu Polska-Litwa. 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 455 MW w 2019 r. oraz 630 MW w 2020 r., a w kierunku importu do Polski 485 MW w 2019 r. oraz 647 MW w 2020 r. Dodatkowo oferowano oraz alokowano zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę o wartości średniej ok. 17 MW w 2019 r. i ok. 49 MW w 2020 r.

3) na połączeniu z Ukrainą (Zamość-Dobrotwór)

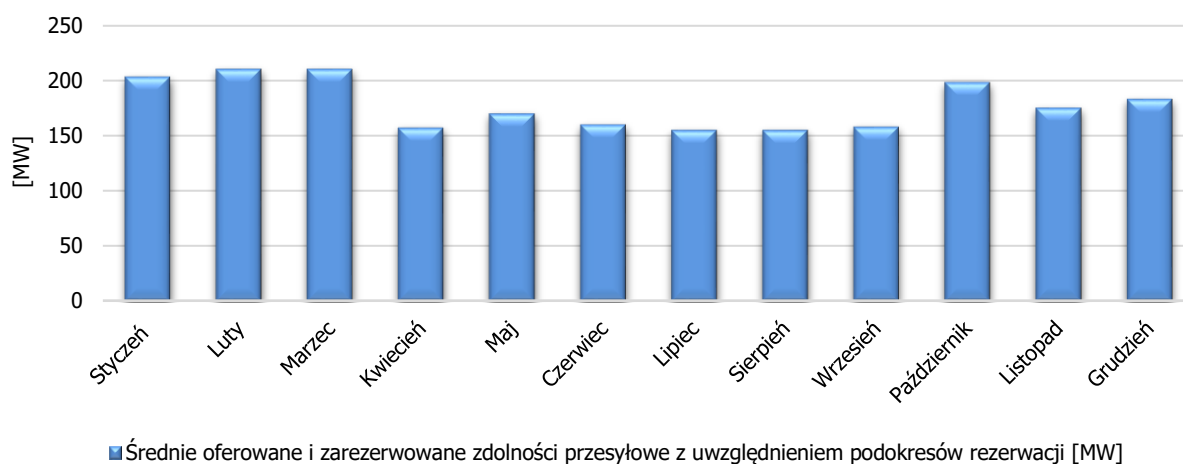
Zdolności przesyłowe na połączeniu Polska-Ukraina udostępniane były w ramach aukcji jawnych (typu *explicit*) organizowanych w horyzoncie czasowym miesięcznym. Zdolności przesyłowe były udostępniane tylko w kierunku importu do Polski w maksymalnej wysokości 210 MW zarówno w 2019 r., jak i w 2020 r.

Rysunek 9. Zestawienie średnie oferowane zdolności przesyłowe na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import, w 2019 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 10. Zestawienie średnich oferowanych i zarezerwowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import, w 2020 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2019 r. i 2020 r. trwały przygotowania do realizacji procesu SDAC w formule multi-NEMO na podstawie zatwierdzonych przez Prezesa URE warunków dotyczących alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej w Polsce (MNA).

1.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

W latach 2019-2020 zdolności przesyłowe były wyznaczane i oferowane oddzielnie dla: profilu synchronicznego (obejmującego połączenia wzajemne z Niemcami, Czechami oraz Słowacją), połączenia stałoprądowego ze Szwecją, połączenia stałoprądowego z Litwą oraz dla połączenia z Ukrainą (połączenie promieniowe Zamość-Dobrotwór zgodnie z zasadami przedstawionymi w rozdziale 1.1.1.).

Obliczenia zdolności przesyłowych wykonywane były z wykorzystaniem najwłaściwszego dla danego horyzontu czasowego modelu matematycznego, w którym reprezentowane były systemy krajów sąsiednich. Stosowane w obliczeniach marginesy bezpieczeństwa uwzględniały realnie możliwy wpływ czynników zewnętrznych na pracę polskiego systemu. W szczególności powodowało to istotne ograniczenia w zakresie możliwych do oferowania zdolności importowych na profilu synchronicznym. Mimo zastosowania specjalnych układów pracy sieci, dochodziło do powstawania zagrożeń w pracy tej sieci wymuszających stosowanie dodatkowych środków zaradczych, w tym *cross-border redispatchingu*. Sumaryczna wielkość zrealizowanego w 2019 r. *cross-border redispatchingu* wyniosła ok. 39,19 GWh, natomiast w 2020 r. ok. 38,5 GWh.

Prezes URE, na wniosek PSE S.A., decyzją z 30 sierpnia 2019 r.⁴⁾ zatwierdził Kartę aktualizacji nr CB/23/2019 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. W Załączniku nr 3 do IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi „Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych” wprowadzono zmiany polegające na dookreśleniu czynników ryzyka, które należy brać pod uwagę przy definiowaniu alternatywnych stanów pracy systemu elektroenergetycznego dla wyznaczania Marginesu Bezpieczeństwa Przesyłu („TRM”) dla KSE oraz mające na celu usprawnienie metodyki wyznaczania zdolności przesyłowych, poprzez wdrożenie podejścia statystycznego do wyznaczania TRM.

Wprowadzenie powyższych zmian w IRiESP zakładało zastąpienie stosowanej wcześniej metody deterministycznej opartej na modelowaniu sezonowym na metodę statystyczną opartą na modelowaniu dobowym. Celem był wzrost poziomu wyznaczanych przez OSP i oferowanych uczestnikom rynku zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych przy zachowaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy KSE.

Rozporządzenie 2019/943 nałożyło na OSP nowe obowiązki, w tym minimalną zdolność udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych na poziomie 70% zgodnie z art. 16 ust. 8 tego rozporządzenia, przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu. Przy czym organy regulacyjne mogą przyznać OSP odstępstwo od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych. W 2019 r. oraz 2020 r. Prezes URE wydał decyzje przyznające PSE S.A. takie odstępstwo⁵⁾.

Dodatkowo w 2019 r. przyjęty został przez rząd polski plan działania opracowany na podstawie art. 15 rozporządzenia 2019/943, określający poziom minimalnych zdolności przesyłowych na potrzeby obrotu międzystrefowego, które będą udostępniane uczestnikom rynku przez polskiego OSP od początku 2020 r. do końca 2025 r. przy założeniu corocznego wzrostu minimalnych zdolności zgodnie z trajektorią liniową. Plan ten zawiera także harmonogram przyjmowania środków mających na celu osiągnięcie docelowego poziomu minimalnych zdolności w wysokości 70% zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943⁶⁾.

W 2019 r. oraz 2020 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, podejmowane były międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały redispatching dwustronny, a w 2019 r. dodatkowo redispatching wielostronny (MRA), przy czym w 2020 r. nie było konieczności użycia MRA

⁴⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/11342/ZmianaInstrukcjiRuchuiEksploatacjiSieciPrzesylowejPolskichSieciElektroenergetycz.pdf>

⁵⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8636,Decyzja-dotyczaca-odstepstwa-od-obowiazku-udostepniania-miedzystrefowych-zdolnos.html>;
<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9204,Decyzja-dotyczaca-przyznania-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-wdrozenia-minimalneg.html>

⁶⁾ Plan działania został opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Aktywów Państwowych: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/plan-dzialania-przyjety-przez-kse>

do zapewnienia bezpieczeństwa na przekroju Polska-Niemcy (kryterium N-1). Wolumen MRA występujący w wysokości 840 MWh jedynie w sierpniu 2019 r. wynikał z realizacji umów wielostronnych dotyczących środków zaradczych. Skala redispatchingu dwustronnego w 2019 r. była znacznie wyższa w stosunku do wolumenu w 2018 r. – wzrost o 200%, natomiast w 2020 r. – była zbliżona do wolumenu z 2019 r.

1.1.3. Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym

W przypadku aukcji jawnych (połączenia synchroniczne) istnieje powiązanie zarówno z kontraktami dwustronnymi OTC, jak również z rynkiem giełdowym. Uczestnicy rynku najpierw kupują moce przesyłowe, a następnie energię elektryczną do ich wykorzystania. Przy czym Rynek Bilansujący (bramka zgłoszeń) umożliwia zawarcie (na giełdzie i rynku OTC) i zgłoszenie kontraktów w celu wykorzystania wcześniej zarezerwowanych i nominowanych zdolności. Udostępnianie zdolności przesyłowych w aukcjach jawnych związane jest z koniecznością przewidywania cen na rynkach sąsiednich w celu właściwej wyceny tych zdolności. Dotyczy to również zarządzania ograniczeniami zdolności przesyłowych na połączeniu Polska-Ukraina, które udostępniane były zarówno w 2019 r., jak i w 2020 r. w ramach przetargów miesięcznych na dostawy awaryjne z Ukrainy organizowane jednostronnie przez PSE S.A. dla kierunku UKRENERGO -> PSE S.A. (import).

W przypadku połączeń SwePol Link oraz LitPol Link alokacja zdolności przesyłowych w 2019 r. i 2020 r. była realizowana w kierunku eksportu oraz importu w oparciu o mechanizm łączenia rynków (ang. *market coupling*), w ramach dobowych aukcji typu *implicit* prowadzonych przez TGE S.A. i Nord Pool EMCO AS. Począwszy od lipca 2017 r. wprowadzono możliwość alokacji zdolności przesyłowych dla celów tranzytu dostaw z obszaru Szwecji na Litwę oraz Litwy do Szwecji. Stosowany mechanizm *market coupling* w sposób niejawni udostępnia i wycenia zdolności przesyłowe odzwierciedlając ich wartość w cenie energii elektrycznej. Mechanizm ten umożliwia bezpośrednie powiązanie zarządzania ograniczeniami z hurtowym rynkiem energii.

W prowadzonym obecnie w Europie procesie budowy wspólnego rynku energii, *market coupling* jest tzw. modelem docelowym dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego.

Celem procesów SIDC i SDAC jest stworzenie jednego ogólnoeuropejskiego międzystrefowego rynku energii elektrycznej dnia bieżącego i dnia następnego. Zintegrowany rynek zwiększa ogólną efektywność handlu poprzez promowanie skutecznej konkurencji, wzrost płynności i umożliwienie efektywnego wykorzystania zasobów wytwórczych w całej Europie, przy jednoczesnym spełnieniu kryteriów bezpieczeństwa. Obowiązkiem europejskich OSP jest wdrażanie zasad uczciwej konkurencji, realizowanej m.in. poprzez ustanowienie warunków alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie wielu NEMO na europejskich rynkach energii elektrycznej, gdzie model multi-NEMO ma zastosowanie.

1.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

1.2.1. Bilansowanie

Zasady bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w KSE określone są przez operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego) i podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej oraz warunkach dotyczących bilansowania przyjętych na podstawie rozporządzenia 2017/2195. W ramach posiadanych uprawnień Prezes URE monitoruje ich działanie analizując publikowane przez operatora systemu przesyłowego informacje i okresowe sprawozdania. Prezes URE ocenia także prawidłowość funkcjonowania przyjętych zasad na podstawie monitorowania zjawisk występujących na rynku, jak również na podstawie prac analitycznych nad przyczynami ewentualnych zakłóceń.

PSE S.A., jako Operator Systemu Przesyłowego (OSP), jest odpowiedzialna za bezpieczną i niezawodną pracę KSE funkcjonującego w warunkach rynkowych. Zadania w tym zakresie są realizowane m.in. poprzez bilansowanie zasobów systemu w ramach rynku bilansującego.

Na rynku energii elektrycznej podmioty zawierają pomiędzy sobą transakcje handlowe, uczestnicząc w segmencie kontraktów dwustronnych oraz w segmencie giełdowym. Zawarcie transakcji handlowej

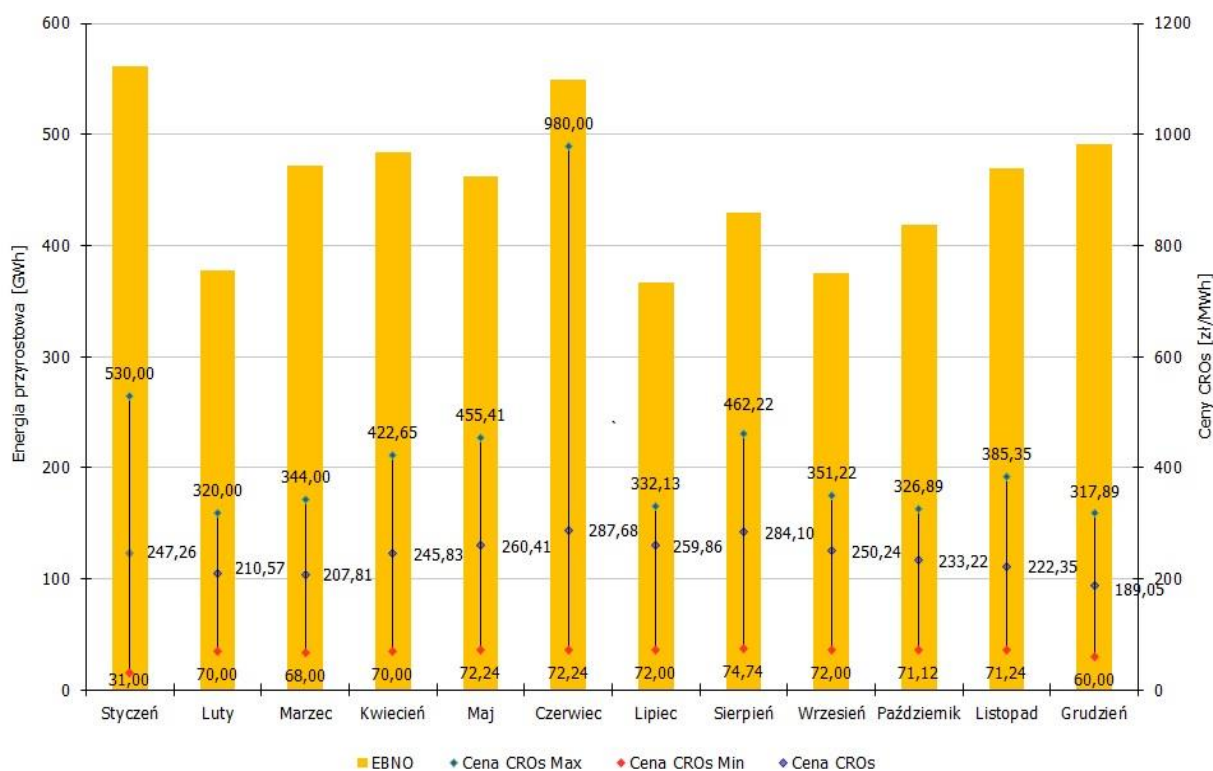
między dwoma uczestnikami rynku oznacza dla kupującego prawo do odebrania określonej w niej ilości energii z systemu elektroenergetycznego, a dla sprzedającego obowiązek dostarczenia do KSE ilości energii określonej w transakcji handlowej. W praktyce jednak rzeczywista ilość energii dostarczonej oraz odbieranej, zazwyczaj nie odpowiada ilości energii określonej w transakcji handlowej. Wywołuje to konieczność funkcjonowania na rynku energii elektrycznej mechanizmu pozwalającego na identyfikację i rozliczenie takich sytuacji. Takim mechanizmem jest rynek bilansujący (centralny mechanizm bilansowania handlowego), którego podstawowym celem funkcjonowania jest bieżące bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną z generacją przy zapewnieniu odpowiednich parametrów jakościowych i niezawodnościowych dostaw energii. Cel ten jest osiąganym poprzez realizację działań bilansujących i dostosowawczych, polegających na zawieraniu przez OSP odpowiednich transakcji handlowych z uczestnikami rynku, w wyniku których są modyfikowane zgłaszane przez tych uczestników grafiki dostaw energii. Modyfikacje tych grafików w celu zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z generacją są działaniami bilansującymi, prowadzonymi w skali całego KSE. Modyfikacje mające na celu zapewnienie odpowiednich parametrów jakościowych i niezawodnościowych dostaw energii są działaniami dostosowawczymi i dotyczą poszczególnych węzłów KSE.

Na koniec 2019 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 129 podmiotów, w tym 23 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 10 odbiorców sieciowych, 80 przedsiębiorstw obrotu, 1 giełda energii, 5 Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 354 jednostek grafikowych.

Natomiast na koniec 2020 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 127 podmiotów, w tym 23 wytwórców, 10 odbiorców końcowych, 11 odbiorców sieciowych, 75 przedsiębiorstw obrotu, 2 giełdy energii, 5 Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 48 operatorów rynku i dotyczyły 347 jednostek grafikowych.

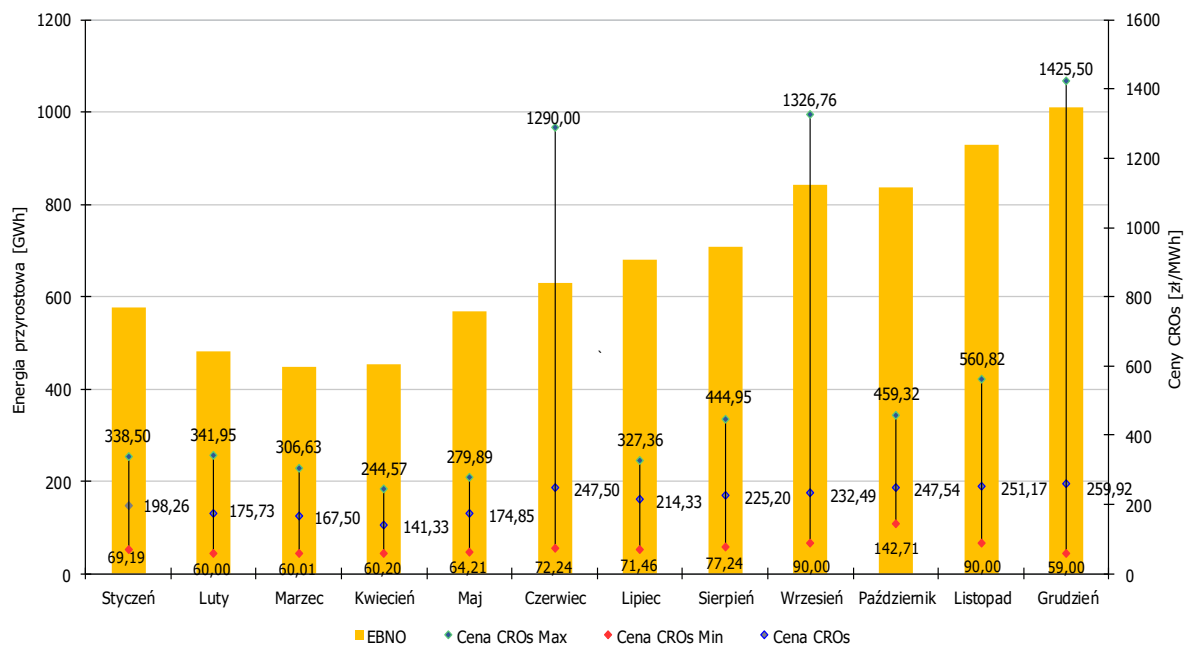
Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawiają poniższe rysunki.

Rysunek 11. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2019 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE S.A.

Rysunek 12. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2020 r.



Źródło: URE na podstawie danych pozyskanych od PSE S.A.

W 2019 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO wyniósł 5,46 TWh i był mniejszy o ok. 12% w porównaniu do roku poprzedniego. Stanowi to ok. 3% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. W 2019 r. łączny wolumen energii elektrycznej bilansującej nieplanowanej dostarczonej na rynek bilansujący EBND wyniósł 11,1 TWh i był większy o 5,64 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej bilansującej nieplanowanej odebranej z tego rynku (EBNO).

Natomiast w 2020 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO wyniósł 8,17 TWh i był większy o ok. 33% w porównaniu do roku poprzedniego. Stanowi to również ok. 5% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. W 2020 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej na rynek bilansujący EBND (sprzedaż na RB) wyniósł 9,86 TWh i był większy o 1,69 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z tego rynku (EBNO).

W 2019 r. wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 317,89 zł/MWh do 980 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej – od 31 zł/MWh do 74,74 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 189,05 zł/MWh do 287,68 zł/MWh.

W 2020 r. wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 244,57 zł/MWh do 1 425,50 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej od 59 zł/MWh do 142,71 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 141,33 zł/MWh do 259,92 zł/MWh.

Opisane powyżej wahania ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym były uwarunkowane różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych i powtarzających się należy zaliczyć warunki atmosferyczne, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w tym systemie oraz warunki rynkowe.

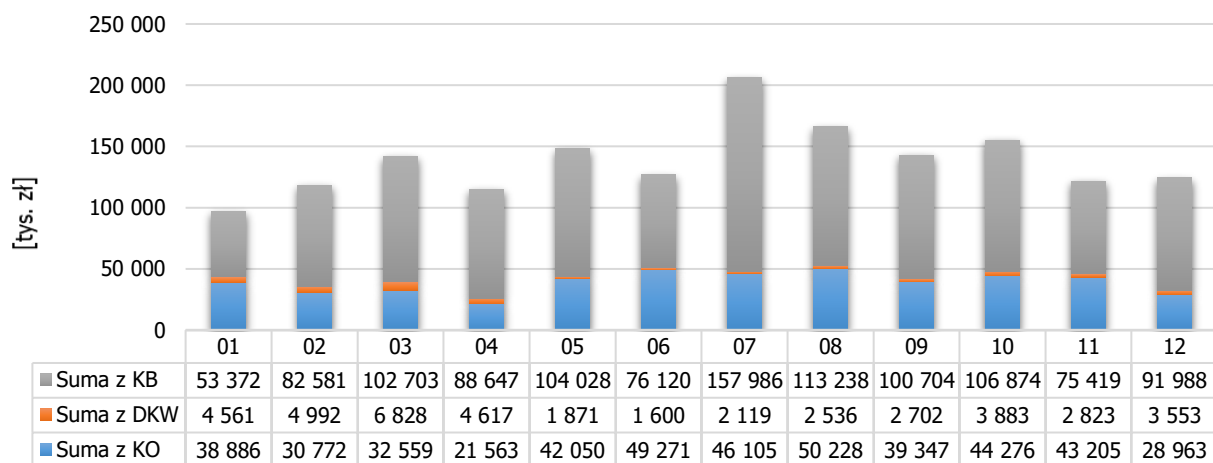
Zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego ilość energii dostarczonej na rynek bilansujący przez uczestników rynku jest taka sama jak ilość energii bilansującej odebranej przez uczestników rynku. W 2020 r. uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 17,99 TWh energii bilansującej nieplanowanej i planowanej łącznie (suma wolumenów energii dostarczonej i odebranej), a w 2019 r. odpowiednio 17,45 TWh. W 2020 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku, przy czym wielkość przekontraktowania była niższa niż w 2019 r. Koszty ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci elektroenergetycznej przesyłowej, a następnie warunkach dotyczących bilansowania, wyniosły 332,315 mln zł w 2020 r., a w 2019 r. 467,225 mln zł.

1.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Sytuacja w zakresie możliwości zarządzania ograniczeniami w KSE w latach 2019-2020, podobnie jak w latach ubiegłych nie uległa radykalnej zmianie. Ograniczenia sieciowe występujące w polskim systemie przesyłowym są spowodowane historycznymi uwarunkowaniami, m.in. wykorzystywaniem elementów sieci 110 kV jako sieci przesyłowej oraz nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wytwarzania (skupienie na południu kraju, niewielka liczba w północno-wschodniej części). Występowanie ograniczeń systemowych może także wynikać z nieplanowych przepływów na połączeniach transgranicznych (związanych m.in. ze wzrostem generacji w odnawialnych źródłach energii na terenie państw ościennych). Występujące w KSE ograniczenia sieciowe w przeważającej części determinują pracę jednostek lub grup jednostek wytwórczych zasilających konkretne węzły w sieci przesyłowej. Niektóre mają charakter stały, co wymusza permanentną pracę dwóch elektrowni (must run) w celu ich usunięcia (Ostrołęka i Dolna Odra). Pozostałe ograniczenia są usuwane przez OSP dzięki zmianie programów pracy jednostek wytwórczych (re-dispatching) oraz wykorzystaniu ofert wytwórców z zastosowaniem swobodnych ofert bilansujących lub rozliczanych według ceny za generację wymuszoną (counter trading).

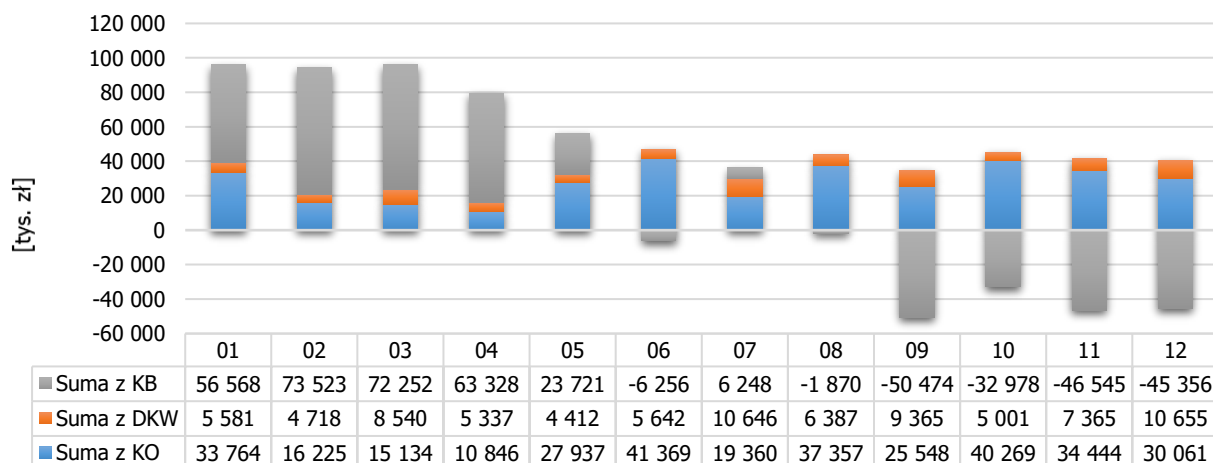
Kształtowanie się kosztów usuwania ograniczeń, jak również kosztów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych miesiącach 2019 r. oraz 2020 r. przedstawiono na poniższych rysunkach.

Rysunek 13. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2019 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 14. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2020 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2019 r. koszty usuwania ograniczeń wyznaczone zgodnie z definicją zawartą w IRiESP wyniosły 467,225 mln zł. W poszczególnych miesiącach 2019 r. koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od 53 372 tys. zł do 157 986 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów poniesionych przez OSP wystąpiły w lipcu 2019 r. Relatywnie wysokie wartości wynikały w głównej mierze z przekontraktowania odbiorców (większego niż w 2018 r.). Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 21 563 tys. zł do 50 228 tys. zł oraz od 1 600 tys. zł do 6 828 tys. zł.

W 2020 r. koszty usuwania ograniczeń wyniosły 332,315 mln zł. W poszczególnych miesiącach 2020 r. koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -50 474 tys. zł do 73 523 tys. zł, przy czym od połowy roku (wyjątek lipiec) koszty poniesione przez OSP były ujemne. Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 10 846 tys. zł do 41 369 tys. zł oraz od 4 412 tys. zł do 10 655 tys. zł.

1.3. Warunki przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci

W latach 2019-2020 monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było na bieżąco przez poszczególne oddziały terenowe URE (OT), w szczególności:

- poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku określonego w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (obligatoryjne powiadamianie Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej),
- podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej,
- w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych,
- w postępowaniach koncesyjnych,
- w trakcie postępowań o zatwierdzenie taryf dla przedsiębiorstw energetycznych,
- w trakcie przeprowadzonego przez Prezesa URE badania warunków funkcjonowania systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w odniesieniu do systemu zarządzanego przez dużych OSD, jak i w odniesieniu do systemów zarządzanych przez OSDp.

W omawianym okresie OT URE otrzymały 1 209 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 5 667,739 MW (tab. 1). Oznacza to spory wzrost liczby odmów w porównaniu do okresu 2017-2018 (powiadomień było wtedy 260) przy jednoczesnym zwiększeniu łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia (było 735,088 MW).

Dane dotyczące odmów przyłączenia i napraw sieci elektroenergetycznej za 2019 r. przekazały poszczególne oddziały terenowe URE (OT) zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów, natomiast dane za 2020 r. w odniesieniu do poszczególnych dużych OSD zgodnie z właściwością miejscową (siedziby) danego OSD zebrały: OT Gdańsk (ENERGA-OPERATOR S.A.), OT Poznań (ENEA Operator Sp. z o.o.), OT Lublin (PGE Dystrybucja S.A.) i OT Kraków (TAURON Dystrybucja S.A.).

W tym samym czasie wydano 14 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w przedmiocie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, co stanowi zauważalny spadek w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego (w latach 2017-2018 wydano 45 decyzji).

Ponadto, rozstrzyganie spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy dotyczących przyłączenia źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej z wyłączeniem mikroinstalacji, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem mikroinstalacji, prowadzone było także przez Departament Prawny i Rozstrzygania Sporów URE (DPR).

W omawianym okresie DPR wydał 33 rozstrzygnięcia w trybie art. 8 ust. 1 ustawy, w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia przez przedsiębiorstwa energetyczne umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy przyłączeniowej planowanych obiektów 212,36 MW. W powyższym zakresie wydano 6 rozstrzygnięć orzekających zawarcie umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej instalacji odnawialnych źródeł o łącznej

mocy przyłączeniowej 95,5868 MW, a także 11 rozstrzygnięć stwierdzających, że nie zachodzą warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia instalacji odnawialnego źródła do sieci elektroenergetycznej. W pozostałych przypadkach wydano decyzje umarzające postępowanie. Ponadto wydano 1 decyzję w ramach autokontroli.

Szczegółowe informacje nt. wymienionych kwestii podano w dalszej części raportu.

1.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE

Na podstawie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania przyłączenia, w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania 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 ustawowo obowiązane do niezwłocznego pisemnego powiadomienia o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Przedsiębiorstwa realizując ten obowiązek przesyłają do poszczególnych jednostek URE stosowne informacje, które zostały ujęte w tab. 1.

Tabela 1. Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej w latach 2019-2020 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Ogółem [szt.]	Brak warunków technicznych [MW]	Brak warunków ekonomicznych [MW]	Ogółem [MW]
1	OT Gdańsk	808	0	808	4 405,5000	0,000	4 405,5000
2	OT Katowice	0	0	0	24,6419	48,896	73,5379
3	OT Kraków	54	4	58	43,7800	10,045	53,8250
4	OT Lublin	51	0	51	79,5700	0,000	79,5700
5	OT Łódź	15	29	44	22,0589	23,302	45,3609
6	OT Poznań	152	0	152	287,2540	0,000	287,2540
7	OT Szczecin	68	1	69	660,9175	1,000	661,9175
8	OT Wrocław	26	1	27	60,2710	0,503	60,7740
	OGÓŁEM	1 174	35	1 209	5 583,9933	83,746	5 667,7393

Źródło: URE.

Z powyższych danych wynika jednoznacznie, że inwestorzy zainteresowani są przyłączaniem obiektów do sieci OSD, a głównym powodem odmów przyłączenia jest brak warunków technicznych.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, w tym dotyczące zwiększania mocy przyłączeniowej, 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. 8d⁷ pkt 2. Stosowną statystykę w tej kwestii zaprezentowano w tab. 2.

Tabela 2. Rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wydane w poszczególnych OT URE w latach 2019-2020

Lp.	Wyszczególnienie	Wydane decyzje [szt.]	Moc przyłączeniowa obiektów, którym odmówiono przyłączenia [MW]	Łączna liczba wydanych decyzji dot. OZE [szt.]	Moc przyłączeniowa OZE [MW]
1	OT Gdańsk	3	0,04486	2	0,03486
2	OT Katowice	1	0,0250	0	0,0000
3	OT Kraków	0	0,0000	0	0,0000
4	OT Lublin	2	0,0538	1	0,0396

Lp.	Wyszczególnienie	Wydane decyzje [szt.]	Moc przyłączeniowa obiektów, którym odmówiono przyłączenia [MW]	Łączna liczba wydanych decyzji dot. OZE [szt.]	Moc przyłączeniowa OZE [MW]
5	OT Łódź	5	18,2870	1	0,0066
6	OT Poznań	2	0,3490	0	0,0000
7	OT Szczecin	1	0,0120	0	0,0000
8	OT Wrocław	0	0	0	0
OGÓŁEM		14	18,77166	4	0,08106

Źródło: URE.

Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do oddziałów terenowych URE łącznie 453, z czego 340 związanych było z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej, pozostałe – 113 z parametrami dostarczanej energii elektrycznej (tab. 3). Należy zaznaczyć 125% wzrost skarg odbiorców w powyższym zakresie, w porównaniu do skarg dotyczących przyłączy do sieci elektroenergetycznej oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej składanych w latach 2017-2018. Pozostałe kwestie poruszane w otrzymywanych skargach i wnioskach dotyczyły m.in. nieprawidłowości przy zawieraniu umów sprzedaży energii elektrycznej, fakturowania i innych problemów związanych z wystawianymi rachunkami za dostarczoną energię elektryczną, jak również opóźnień w rozpatrywaniu reklamacji lub ich nieuwzględnienia.

We wszystkich ww. sprawach podjęte przez URE działania były adekwatne do okoliczności konkretnego przypadku. Poza interwencjami podejmowanymi w samym przedsiębiorstwie energetycznym, niejednokrotnie prowadzącymi do zmiany stanowiska OSD w danej kwestii, oddziały terenowe udzielały także wyjaśnień lub wskazywały inne sposoby rozwiązania problemu i możliwości dochodzenia praw odbiorców energii elektrycznej, m.in. poprzez skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE oraz możliwość skierowania sprawy na drogę postępowania sądowego, o ile okazywało się to konieczne. W ramach powyższych działań przekazywano również zainteresowanym podmiotom informację o możliwości wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

Tabela 3. Skargi lub wnioski w zakresie przyłączy do sieci elektroenergetycznej w latach 2019-2020 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej [szt.]	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z parametrami dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OT Gdańsk	55	6	61
2	OT Katowice	40	15	55
3	OT Kraków	41	34	75
4	OT Lublin	19	7	26
5	OT Łódź	115	45	160
6	OT Poznań	21	0	21
7	OT Szczecin	3	1	4
8	OT Wrocław	46	5	51
OGÓŁEM		340	113	453

Źródło: URE.

Poniżej przedstawiono cząstkowe sprawozdania poszczególnych OT URE dotyczące monitoringu przedsiębiorstw energetycznych w omawianym zakresie.

OT Gdańsk (obejmuje woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie) w 2019 r. otrzymał 146 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 1 351,50 MW. Oznacza to wzrost liczby odmów w porównaniu do 2018 r. (powiadomień było 26), przy jednoczesnym wzroście łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia w stosunku do wykazanych w poprzednim raportowanym okresie. Z otrzymanych powiadomień wynika również, że w 2019 r. odmówiono przyłączenia: 118 elektrowniom fotowoltaicznym o łącznej mocy przyłączeniowej 200,8 MW, 7 elektrowniom wiatrowym o łącznej mocy przyłączeniowej 626,4 MW, oraz 21 odbiorcom o mocy przyłączeniowej 524,2 MW. Głównymi powodami odmów przyłączenia ww. źródeł było m.in.

niespełnienie kryteriów IRIESD. OSD wskazywał również na brak bezpieczeństwa sieci 110 kV i brak możliwości rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej. Odmowy dotyczące przyłączy odbiorców do sieci dotyczyły przede wszystkim zasilania rezerwowego.

Natomiast w 2020 r. w odniesieniu do całego obszaru działalności OSD (ENERGA-OPERATOR S.A.), wydał on 657 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 934,00 MW. Co do zasady powodem rzeczonych odmów było niespełnienie warunków technicznych przez wnioskujące podmioty.

Ponadto w 2020 r. odnotowano 5 odmów wydanych przez OSP (PSE S.A.) o łącznej mocy przyłączeniowej 2 120 MW.

W latach 2019-2020 do oddziału wpłynęło 61 skarg związanych z parametrami dostarczanej energii elektrycznej oraz przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej. Podnoszone w skargach obejmujących przyłączenia do sieci (55 skarg) problemy dotyczyły w szczególności kwestii braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci. Odrębną kategorię stanowiły skargi w zakresie wypowiedzenia uprzednio zawartych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z przyczyn leżących po stronie odbiorców (np. brak rozpoczęcia budowy przyłączanego obiektu w terminie ustalonym w zawartej umowie o przyłączenie do sieci). W skargach dotyczących parametrów dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców (6 skarg) zgłaszane problemy odnosiły się w szczególności do zakłóceń w dostawach i odbiorze energii elektrycznej w obiektach odbiorców. Poczynione ustalenia wskazywały, że częstokroć wynikały one z zakłóceń wprowadzanych do sieci przez innych odbiorców, co do zasady odbiorców przemysłowych. OSD podejmował działania zmierzające do usunięcia zaistniałych zakłóceń.

OT Katowice (obejmuje woj. śląskie i świętokrzyskie) otrzymał łącznie 43 powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 73,5379 MW. W porównaniu do poprzedniego okresu raportowego nastąpił wzrost odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Powodem odmów był głównie brak warunków ekonomicznych.

W omawianym okresie rozstrzygnięto jeden spór w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, poprzez orzeczenie spornych zapisów umowy.

Ponadto, monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji odbywało się również w trakcie rozpatrywania skarg i innych wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wśród kilkuset wystąpień poruszających różnorodną problematykę elektroenergetyczną wyodrębniono 40 przypadków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej, w szczególności w przedmiocie opóźnień w realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej oraz 15 przypadków związanych z parametrami dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców, głównie w przedmiocie spadków napięć. W monitorowanym okresie wpływały skargi głównie w zakresie terminowości realizacji przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w tym w zakresie przyłączenia mikroinstalacji. Wobec nasilających się wystąpień odbiorców z terenu woj. śląskiego, dotyczących niedokonania przyłączenia mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej w terminie określonym w art. 7 ust. 8^d pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, oddział przeprowadził monitoring dochowania przez OSD terminu, o którym mowa w wyżej powołanym przepisie. Wszczęto również dwa postępowania administracyjne w sprawie wymierzania kar, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne.

Przeprowadzono łącznie 110 postępowań wyjaśniających w zakresie monitorowania obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne. Przedsiębiorstwa energetyczne wydawały warunki w terminach wskazanych w powyższym przepisie, stąd też nie zachodziły podstawy do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzania kar, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne.

Do **OT Kraków**, który swoim zasięgiem terytorialnym obejmuje woj. małopolskie i podkarpackie, przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 58 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 53,825 MW. Powodem odmów w 54 przypadkach był brak warunków technicznych, w pozostałych – brak warunków ekonomicznych.

Spśród skarg i wniosków, które wpłynęły do oddziału w latach 2019-2020, w 41 przypadkach były to sprawy związane z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej, w szczególności opóźnienia w realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, natomiast 34 skargi odnosiły się do parametrów dostarczanej energii elektrycznej – problemów spadków napięć, migotania czy mikroprzerwy w zasilaniu.

Przeprowadzono łącznie 50 postępowań wyjaśniających w zakresie monitorowania obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8 g ustawy – Prawo energetyczne. Jednocześnie, nie były prowadzone postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2019 r. **OT Lublin** (obejmuje woj. lubelskie i podlaskie) otrzymał 51 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 79,57 MW. Odmowy te podyktowane były brakiem technicznych warunków przyłączenia do sieci. Natomiast w 2020 r. wpłynęło ponad 200 odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

W latach 2019-2020 wydano 2 decyzje administracyjne dotyczące rozstrzygnięcia sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w przedmiocie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W analizowanym okresie wpłynęło 26 skarg, z czego 19 związanych było z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej, pozostałe – z parametrami dostarczanej energii elektrycznej. Należy zaznaczyć, że skargi dotyczące przyłączeń do sieci elektroenergetycznej oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej stanowią marginalną część ogółu skarg, jakie wpłynęły. Podnoszone w skargach problemy obejmowały:

- terminy realizacji przyłączenia,
- lokalizację układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- kalkulacje opłaty za przyłączenie,
- przyłączanie mikroinstalacji,
- zakłócenia poziomu napięcia w sieci elektroenergetycznej,
- przerwy w dostawach energii elektrycznej.

Dodatkowo, mając na uwadze fakt, że zgodnie z normami prawnymi wskazanymi w przepisie art. 7 ust. 8g⁷⁾ ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zobowiązane są do wydania warunków przyłączenia do sieci w określonych w tym przepisie terminach oraz uwzględniając, że zgodnie z przepisem art. 56 ust. 1 pkt 18 tej ustawy zwłoka w wydaniu warunków przyłączenia jest sankcjonowana karą pieniężną, oddział prowadził monitoring terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w powyższym zakresie nakładano kary pieniężne.

Badaniem, o którym mowa wyżej objęto również terminowość realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej zgłoszeń przyłączenia do sieci mikroinstalacji, o których mowa w art. 7 ust. 8d⁴⁾ ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie bowiem z przepisem art. 7 ust. 8d⁷⁾ pkt 2 ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej jest zobowiązane dokonać przyłączenia do sieci mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia, o którym mowa w art. 7 ust. 8d⁴⁾, w terminie 30 dni od dnia dokonania tego zgłoszenia.

W latach 2019-2020 OT Lublin przeprowadzał coroczny monitoring w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia oraz realizacji zgłoszeń przyłączenia do sieci mikroinstalacji w odniesieniu do pięciu OSDp działających na terenie oddziału oraz w odniesieniu do PGE Dystrybucja S.A. (cały obszar działania tego przedsiębiorstwa). W wyniku przeprowadzonych działań monitorujących

⁷⁾ Stosownie do tego przepisu w brzmieniu obowiązującym do 17 września 2020 r., przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki,
- 2) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.

Natomiast zgodnie z jego brzmieniem obowiązującym od 18 września 2020 r., przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 21 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do V lub VI grupy przyłączeniowej przyłączonego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
- 2) 30 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV grupy przyłączeniowej przyłączonego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV,
- 3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączonego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło,
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączonego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło,
- 5) 150 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.

W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV, terminy określone w ust. 8g liczone są od dnia wniesienia zaliczki.

nie stwierdzono nieprawidłowości skutkujących wszczęciem postępowania o wymierzenie kary pieniężnej, o której mowa w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne.

W **OT Łódź** (obejmuje woj. łódzkie i mazowieckie) monitorowanie realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie 160 skarg i wniosków związanych było z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej oraz parametrami dostarczanej energii elektrycznej. Większość skarg związanych z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej dotyczyła braku realizacji przez przedsiębiorstwo energetyczne zawieranego z odbiorcą aneksu do umowy, w którym następuje zmiana okresu rozliczeniowego z dwóch na sześć miesięcy. Ponadto często zgłaszanym przez prosumentów problemem był także długi okres oczekiwania na wymianę licznika dwukierunkowego.

Oddział otrzymał 44 informacje o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W stosunku do poprzedniego okresu oznacza to prawie dwukrotne zwiększenie liczby zawiadomień. Powodem wydanych odmów były w znacznej większości przyczyny ekonomiczne.

Po przeprowadzeniu analizy odmów wydania technicznych warunków przyłączenia do sieci oraz skarg odbiorców, podejmowano decyzje odnośnie dalszego prowadzenia postępowania, natomiast na wniosek odbiorców dotyczący odmowy przyłączenia do sieci prowadzone były postępowania administracyjne. W 2019 r. prowadzono 5 takich postępowań, z których 4 zostały umorzone na skutek wydania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków przyłączenia (2 decyzje zostały wydane w 2020 r., a 3 decyzje w 2019 r.). W jednym przypadku wydano decyzję kształtującą warunki umowy przyłączenia do sieci.

W 2019 r. przeprowadzono 37 postępowań wyjaśniających w ramach monitorowania realizacji obowiązku terminowego wydawania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków przyłączenia w 2018 r. W ich wyniku, w 2020 r. wszczęto, zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne, 5 postępowań o nałożenie kary. Ponadto w 2019 r. wydane zostały 2 decyzje o nałożeniu kary dotyczące uchybień w zakresie terminowego wydawania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków przyłączenia, które miały miejsce w latach 2013-2017, jedno postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji o umorzeniu postępowania.

W 2021 r. monitoringiem operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD), w zakresie prowadzonej przez nich w 2020 r. działalności gospodarczej polegającej na dystrybucji energii elektrycznej oraz wykonywanych zadań OSD, mających siedzibę na terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego posiadających koncesje na dystrybucję energii elektrycznej, objęto łącznie 40 podmiotów, w tym:

- jednego OSD, który prowadzi działalność na terenie całego kraju (PKP Energetyka S.A.),
- jednego OSD prowadzącego działalność na terenie Warszawy (Innogy Stoen Operator Sp. z o.o.),
- 38 OSD mających siedzibę na terenie woj. mazowieckiego oraz łódzkiego i prowadzących działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej na określonych szczegółowo obszarach na terenie całego kraju.

Z informacji zgromadzonych w ramach prowadzonego monitoringu ustalono, że w 2020 r. do ww. 38 OSD, wpłynęło łącznie 386 wniosków o wydanie warunków przyłączenia do sieci eksploatowanych przez tych operatorów, zaś w 383 przypadkach zostały wydane warunki przyłączenia. Jednocześnie do powyższych operatorów zostało złożonych łącznie 90 zgłoszeń oraz wniosków o przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji. W żadnym z przypadków nie odmówiono przyłączenia mikroinstalacji. Niewielka liczba wniosków o przyłączenie do sieci wynika z faktu, że operatorzy ci prowadzą działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej na ograniczonych obszarach, np. galeriach handlowych czy też obszarach przemysłowych.

Do PKP Energetyka S.A. wpłynęły 2 204 wnioski o przyłączenie do sieci, z czego w 2 097 przypadkach zostały wydane warunki przyłączenia. Ponadto do tego OSD zostało złożonych łącznie 120 zgłoszeń oraz wniosków o przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji.

Natomiast do Innogy Stoen Operator Sp. z o.o. w 2020 r. wpłynęły 6 694 wnioski o przyłączenie do sieci (z czego w 6 383 przypadkach zostały wydane warunki przyłączenia) oraz zostało złożonych łącznie 3 066 zgłoszeń oraz wniosków o przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji.

Nie wszystkie podmioty wypełniły obowiązek z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Analiza informacji o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jakie wpłynęły do oddziału wskazuje, że:

- Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o. nie przekazała Prezesowi URE żadnych informacji o odmowie wydania warunków przyłączenia,
- Innogy Stoen Operator Sp. z o.o. przesłał informację o 7 odmowach przyłączenia przy 8 odmowach wskazanych w niniejszym postępowaniu,

- PKP Energetyka S.A. przesłała informację o 8 odmowach przyłączenia przy 33 odmowach wskazanych w niniejszym postępowaniu. Z uwagi na ogólnokrajowy zasięg przedsiębiorstwa, mogło ono przesyłać informacje o odmowach wydania warunków przyłączenia do innych oddziałów terenowych URE zgodnie z ich właściwością terytorialną.

W związku z powyższym niezbędnym jest ustalenie, czy wobec wymienionych przedsiębiorstw energetycznych nie zachodzą przesłanki uzasadniające nałożenie kary określone w art. 56 ust. 1 pkt 15 ustawy – Prawo energetyczne, stanowiącym, że karze podlega ten, kto z nieuzasadnionych powodów zwleka z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4g ust. 1 lub art. 7 ust. 1.

W 2019 r. do **OT Poznań** (obejmuje woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie) wpłynęły łącznie 152 powiadomienia o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Wszystkie zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci (imię, nazwisko, nazwa, adres, lokalizacja instalacji, moc przyłączeniowa, rodzaj instalacji, grupa przyłączeniowa itd.), przyczyny odmowy, a część z nich także kopię wniosku podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, kopię powiadomienia o odmowie wysłanego podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci, stosowne obliczenia lub ekspertyzy wykonane przez przedsiębiorstwo energetyczne, a niezbędne do stwierdzenia istnienia warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia do sieci. Dodatkowo powiadomienia zawierały m.in. charakterystykę zagadnień związanych z przyłączaniem podmiotów do sieci elektroenergetycznej, szczegółowe uwarunkowania dotyczące przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, przyczyny braku istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci konkretnego obiektu, analizę ujęcia konkretnej inwestycji w planach rozwoju (art. 16), a w przypadku braku warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci także określenie kosztów wykonania inwestycji oraz analizę efektywności ekonomicznej inwestycji.

W 84 powiadomieniach jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetyczne wskazały brak istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci (łączna moc 89,525 MW), w 68 przypadkach (łączna moc 197,729 MW) – także brak istnienia warunków ekonomicznych.

W 152 przypadkach (łączna moc 287,254 MW) odmowy przyłączenia dotyczyły farm wiatrowych, biogazowni, elektrowni słonecznych (instalacji fotowoltaicznych) oraz obiektów odbiorców. Z załączonych ekspertyz i obliczeń wynika, że odmowy przyłączenia z przyczyn technicznych wydawano głównie z uwagi na niespełnienie wymagań jakościowych energii, zagrożenia zwarciami sieci SN, niezachowanie lokalnego charakteru źródła oraz ze względu na przeciążenia sieci.

W podziale na rodzaje źródeł, przyłączenia odmówiono:

- 15 farmom wiatrowym o łącznej mocy 99,910 MW,
- 1 biogazowni o łącznej mocy 0,499 MW,
- 134 instalacjom fotowoltaicznym o łącznej mocy 183,745 MW,
- 2 obiektom odbiorcy o łącznej mocy 3,100 MW.

W zakresie monitorowania odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w 2020 r., OT Poznań zwrócił się do jednego operatora systemu dystrybucyjnego z prośbą o przesłanie danych dotyczących przerw występujących na obszarze jego działania. Uzyskano informację, że do monitorowanego OSD złożono 63 229 wniosków o określenie warunków przyłączenia. OSD wydał odmowę przyłączenia w 4 przypadkach dla odbiorców, których obiekty zakwalifikowano do V grupy przyłączeniowej. Wszystkie odmowy przyłączenia dotyczyły tego samego obszaru, gdzie istnieje brak warunków technicznych – sąsiedztwo rezerwatu przyrody. Ponadto OSD odmówił przyłączenia 17 odnawialnych źródeł energii elektrycznej zakwalifikowanych do III grupy przyłączeniowej. Do OSD wpłynęło 48 699 zgłoszeń przyłączenia mikroinstalacji oraz 268 wniosków o przyłączenie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej. OSD nie odmówił przyłączenia mikroinstalacji na zgłoszenie oraz nie odmówił zawarcia umowy o przyłączenie dla mikroinstalacji.

W latach 2019-2020 oddział wydał 2 decyzje dotyczące rozstrzygnięcia sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W obu przypadkach orzeczono zawarcie umowy o przyłączenie do sieci.

W zakresie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych, w 21 przypadkach (7 w 2019 r., 14 w 2020 r.) skargi i wnioski dotyczyły realizacji zawartych umów o przyłączenie do sieci, opłaty przyłączeniowej i odmowy przyłączenia do sieci.

OT Szczecin (obejmuje woj. zachodniopomorskie i lubuskie) w 2019 r. otrzymał łącznie 64 powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej, o łącznej mocy przyłączeniowej 153,1185 MW, z czego na woj. zachodniopomorskie przypadło 47 odmów o łącznej mocy przyłączeniowej 92,92398 MW, a na woj. lubuskie – 17 odmów o łącznej mocy przyłączeniowej 60,19452 MW.

Należy podkreślić, że 63,88% (łącznie moc przyłączeniowa 97,8025 MW) wszystkich odmów stanowiły odnawialne źródła energii – elektrownie słoneczne (PVA), 32% (łącznie moc przyłączeniowa 49,0 MW) stanowiły elektrownie wiatrowe na lądzie (WIL), pozostałe 4,12% (łącznie moc przyłączeniowa 6,316 MW) – obiekty odbiorców.

Powiadomienia o odmowach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej otrzymano od:

- ENEA Operator Sp. z o.o. Poznań – 44 powiadomienia o łącznej mocy przyłączeniowej 86,00198 MW,
- ENERGA-OPERATOR S.A. Oddział w Koszalinie – 19 powiadomień o łącznej mocy przyłączeniowej 61,81652 MW
- PKP Energetyka S.A. Oddział w Warszawie-Dystrybucja Energii Elektrycznej – 1 powiadomienie o mocy przyłączeniowej 5,3 MW.

Należy zaznaczyć, że ENEA Operator Sp. z o.o. Poznań w 43 powiadomieniach wskazała jednocześnie brak warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci dystrybucyjnej (41 powiadomień o łącznej mocy przyłączeniowej 81,98598 MW stanowiły odnawialne źródła energii PVA – elektrownie słoneczne, 2 powiadomienia o łącznej mocy przyłączeniowej 4,0 MW stanowiły elektrownie wiatrowe na lądzie – WIL). Tylko 1 powiadomienie dotyczyło odmowy przyłączenia do sieci dystrybucyjnej obiektu odbiorcy wyłącznie z powodu braku warunków technicznych (0,016 MW). Na terenie woj. zachodniopomorskiego znajdowało się 27 obiektów objętych procedurą uzyskiwania warunków przyłączenia, a na terenie woj. lubuskiego takich obiektów było 17.

Drugi z operatorów, ENERGA-OPERATOR S.A. (Oddział w Koszalinie), we wszystkich swoich powiadomieniach wskazała brak warunków technicznych jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci dystrybucyjnej. Wszystkie te obiekty zlokalizowane były na terenie woj. zachodniopomorskiego. W większości odmowy zawarte w 14 powiadomieniach stanowiły odnawialne źródła energii – PVA (elektrownie słoneczne) o łącznej mocy przyłączeniowej 15,81652 MW, 3 powiadomienia o łącznej mocy przyłączeniowej 45,0 MW stanowiły elektrownie wiatrowe na lądzie, pozostałe 2 powiadomienia stanowiły obiekty odbiorcy o mocy przyłączeniowej 1,0 MW (z tym, że w 1 z 2 powiadomień dystrybutor nie wskazał mocy przyłączeniowej).

Z kolei PKP Energetyka S.A. Oddział w Warszawie-Dystrybucja Energii Elektrycznej powiadomiła o odmowie wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej z powodu braku warunków technicznych obiektowi – sieć trakcyjna o mocy przyłączeniowej 5,3 MW, zlokalizowanemu w woj. zachodniopomorskim.

Wskazywanymi przez OSD przyczynami odmów przyłączenia do sieci były m.in.:

- brak możliwości rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej,
- negatywny wynik wykonanej ekspertyzy wariantowej,
- niespełnienie kryteriów: lokalnego charakteru źródła, mocy zwarciowej, marginesu mocy, stabilności sieci,
- przekroczony dozwolony poziom napięcia w ciągu liniowym,
- przeciążenia sieci.

W 2020 r. do oddziału wpłynęły 4 powiadomienia od PKP Energetyka S.A. i 1 od OSP (PSE S.A.) o odmowach z przyczyn technicznych przyłączenia obiektów o łącznej mocy przyłączeniowej 508,799 MW.

W latach 2019-2020 w oddziale wydano 1 decyzję administracyjną rozstrzygającą sprawę sporną z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w przedmiocie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Nie zostały wszczęte nowe postępowania administracyjne w tym przedmiocie.

W stosunku do lat 2017-2018, liczba decyzji uległa zatem znacznemu zmniejszeniu (w poprzednim okresie sprawozdawczym wydano 7 decyzji w przedmiocie odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, podczas gdy w badanym okresie, wydano taką 1 decyzję).

Skargi i wnioski w zakresie parametrów dostarczanej energii dotyczyły przerw w zasilaniu obiektów odbiorców w energię elektryczną i spadków napięć, natomiast skargi obejmujące przyłączenia do sieci elektroenergetycznej związane były np. z kwalifikacją do grupy przyłączeniowej, zwłoką w rozpatrywaniu wniosku o przyłączenie do sieci, wyznaczeniem niedogodnego miejsca przyłączenia do sieci oraz kosztami samego przyłączenia. Ich łączna liczba (4 szt.) stanowi niewielką część z łącznej liczby skarg z zakresu energii elektrycznej (335), jakie w raportowanym okresie wpłynęły do oddziału.

Pozostałe kwestie poruszane w otrzymywanych skargach i wnioskach dotyczyły m.in. nieprawidłowości przy zawieraniu umów sprzedaży energii elektrycznej, fakturowania i innych problemów związanych z wystawianymi rachunkami za dostarczoną energię elektryczną, jak również opóźnień w rozpatrywaniu reklamacji lub ich nieuwzględnienia.

W latach 2019-2020, przeprowadzono łącznie 11 monitoringów wobec OSD w przedmiocie wypełniania obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne. Wszystkie podmioty otrzymały informację o zmianach przepisów prawa energetycznego regulujących terminy wydawania warunków przyłączenia dla poszczególnych grup przyłączeniowych. Poczynione w toku monitoringów ustalenia nie stały się podstawą do wszczęcia postępowań administracyjno-karnych z uwagi na brak naruszeń przez OSD terminów do wydawania warunków przyłączenia.

OT Wrocław (obejmuje woj. dolnośląskie i opolskie) w latach 2019-2020 rozpatrywał łącznie 27 odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy 60,774 MW.

Jedna odmowa była ze względu na warunki ekonomiczne – przyłączenie do sieci obiektu mieszkalnego, 26 odmów dotyczyło braku warunków technicznych przyłączanych obiektów, wszystkie były odnawialnymi źródłami energii – elektrowniami słonecznymi. Jedna z odmów dotyczyła źródła o mocy 34,04 MW. W porównaniu do poprzedniego okresu (2017-2018) nastąpił wzrost liczby odmów ze względu na brak warunków technicznych.

W tym czasie nie rozpatrywano sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej bądź o wydanie warunków przyłączeniowych, do oddziału wpłynęło 51 skarg poruszających problemy przyłączanych do sieci obiektów oraz jakości dostarczanej energii elektrycznej (przerwy w dostawach, napięcie przekraczające dopuszczalne wartości, niedotrzymywanie parametrów jakościowych energii).

W związku z zapisem z art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie:

- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki,
- 2) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki,

a także mając na uwadze sankcje karne wskazane w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne za brak wydania warunków przyłączenia w tych terminach przez przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, OT URE przeprowadziły monitoring w powyższym zakresie oraz w uzasadnionych przypadkach nakładały kary pieniężne, co szczegółowo przedstawia poniższa tabela.

Tabela 4. monitorowanie obowiązku o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne w poszczególnych OT URE w latach 2019-2020 oraz wymierzanie kar, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne

Lp.	Wyszczególnienie	Łączna liczba postępowań wyjaśniających [szt.]	Liczba wszczętych postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej [szt.]	Liczba wydanych decyzji, w tym umorzeniowych i odstępujących od wymierzenia kary [szt.]
1	OT Gdańsk	19	1	1
2	OT Katowice	110	0	0
3	OT Kraków	50	0	0
4	OT Lublin	11	0	0
5	OT Łódź	37	5	3
6	OT Poznań	29	0	0
7	OT Szczecin	11	0	0
8	OT Wrocław	0	0	0
OGÓŁEM		267	6	4

Źródło: URE.

1.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE

Monitoring z zakresu wykonanych i planowanych remontów sieci elektroenergetycznych prowadzony jest przez OT URE na bieżąco, w szczególności podczas postępowań wyjaśniających wszczętych

w związku z rozpatrywaniem złożonych skarg i wniosków oraz postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf na dystrybucję energii elektrycznej, a także z własnej inicjatywy OT URE.

Zauważyć należy, że przedsiębiorstwa energetyczne, co do zasady, systematycznie prowadzą oględziny i przeglądy sieci, a na ich podstawie dokonują oceny stanu technicznego i planują zadania w zakresie naprawy (w tym remontów) poszczególnych elementów systemu dystrybucyjnego. W ramach powyższego monitoringu gromadzone były dane dotyczące występujących w systemach elektroenergetycznych przerw w dostawach energii elektrycznej.

OT Gdańsk w okresie sprawozdawczym na bieżąco dokonywał monitorowania warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznej oraz monitorowania dokonywania napraw tej sieci, na podstawie informacji przesyłanych przez OSD działającego na terenie woj. pomorskiego oraz warmińsko-mazurskiego. Powyższe działania były dokonywane również przy rozpatrywaniu skarg lub innych wystąpień odbiorców.

Z informacji przesłanych przez ENERGA-OPERATOR S.A. wynika, że w 2019 r. w sieciach elektroenergetycznych tego operatora w woj. pomorskim wystąpiło łącznie 20 011 przerw nieplanowanych w dostawach energii elektrycznej, z tego:

- przerwy krótkie – 7 323, o łącznym czasie trwania 68,8 godz.,
- przerwy długie – 12 149, o łącznym czasie trwania 32 914,0 godz.,
- przerwy bardzo długie – 458, o łącznym czasie trwania 7 625,2 godz.,
- przerwy katastrofalne – 81, o łącznym czasie trwania 2 773,0 godz.

Natomiast w sieciach elektroenergetycznych zlokalizowanych na terenie woj. warmińsko-mazurskiego wystąpiło 12 385 przerw, z tego:

- przerwy krótkie – 6 881, o łącznym czasie trwania 28,5 godz.,
- przerwy długie – 5 330, o łącznym czasie trwania 12.120,2 godz.,
- przerwy bardzo długie – 164, o łącznym czasie trwania 2 508,5 godz.,
- przerwy katastrofalne – 10, o łącznym czasie trwania 365,3 godz.

Ww. operator wskazał, że w celu ograniczenia rozmiarów i czasów awarii sieci przeprowadza działania mające na celu wzmocnienie odporności sieci elektroenergetycznej na anomalie pogodowe oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii. Działaniami podejmowanymi przez operatora są w szczególności: wymiana linii napowietrznych („przewodów gołych”) na linie kablowe lub niepełnoizolowane w sieciach średniego napięcia oraz izolowane w liniach niskiego napięcia, automatyzacje sieci średniego napięcia, zwiększanie możliwości rekonfiguracyjnych sieci średniego napięcia, budowa nowych i modernizacja istniejących stacji transformatorowych.

W 2020 r. ENERGA-OPERATOR S.A., na obszarze swojego funkcjonowania, odnotowała łącznie 88 508 przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wynikających z awarii, z czego:

- przerwy krótkie – 31 944, o łącznym czasie trwania 453,58 godz.,
- przerwy długie – 54 788, o łącznym czasie trwania 123 187,73 godz.,
- przerwy bardzo długie – 1 410, o łącznym czasie trwania 23 735,12 godz.,
- przerwy katastrofalne – 360, o łącznym czasie trwania 11 293,5 godz.

w tym:

- w sieci WN:
 - przerwy krótkie – 9, o łącznym czasie trwania 0,15 godz.,
 - przerwy długie – 28, o łącznym czasie trwania 34,22 godz.,
 - przerwy bardzo długie – 1, o łącznym czasie trwania 16,03 godz.,
 - przerwy katastrofalne – nie wystąpiły,
- w sieci Sn:
 - przerwy krótkie – 31 842, o łącznym czasie trwania 451,35 godz.,
 - przerwy długie – 8 835, o łącznym czasie trwania 17 965,25 godz.,
 - przerwy bardzo długie – 239, o łącznym czasie trwania 3 949,62 godz.,
 - przerwy katastrofalne – 64, o łącznym czasie trwania 2 055,23 godz.,
- w sieci nn:
 - przerwy krótkie – 96 o łącznym czasie trwania 2,08 godz.,
 - przerwy długie – 45 925, o łącznym czasie trwania 105 188,27 godz.,
 - przerwy bardzo długie – 1 170, o łącznym czasie trwania 19 769,47 godz.,
 - przerwy katastrofalne – 296, o łącznym czasie trwania 9 238,27 godz.,

Poniżej przedstawiono informacje dotyczące liczby i łącznego czasu trwania przerw (długich, bardzo długich i katastrofalnych) w dostawie energii elektrycznej, będących skutkami wyłączeń planowanych i nieplanowanych w 2020 r.

- w sieciach WN:
 - planowane – 10, o łącznym czasie trwania 53,78 godz.,
 - nieplanowane – 29, o łącznym czasie trwania 50,25 godz.,
- w sieciach Sn:
 - planowane – 5 964, o łącznym czasie trwania 22 321,97 godz.,
 - nieplanowane – 9 138, o łącznym czasie trwania 23 970,10 godz.,
- w sieciach nn:
 - planowane – 4 918, o łącznym czasie trwania 15 839,07 godz.,
 - nieplanowane – 47 391, o łącznym czasie trwania 134 196 godz.,

- ENERGA-OPERATOR S.A. wyjaśniła, że najczęstszymi przyczynami wystąpienia awarii w 2020 r. były:
- w sieciach WN – upadki drzew i gałęzi na linie wskutek działania silnych wiatrów huraganowych, zużycie eksploatacyjne elementów sieci oraz zwarcia wynikające z uszkodzeń innych urządzeń,
 - w sieciach Sn – zużycie eksploatacyjne elementów sieci, upadek drzew i gałęzi na linie wskutek działania silnych wiatrów huraganowych, działanie osób postronnych, gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne) oraz zwarcia wywołane przez ptaki i zwierzęta,
 - w sieciach nn – upadki drzew i gałęzi na linie wskutek działania silnych wiatrów huraganowych, zużycie eksploatacyjne elementów sieci, zwarcia wywołane przez ptaki i zwierzęta, gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne) oraz zakłócenia u odbiorców.

Ww. operator wskazał, że w celu ograniczenia rozmiarów i czasów awarii sieci przeprowadza działania mające na celu wzmocnienie odporności sieci elektroenergetycznej na anomalie pogodowe oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii. Działaniami podejmowanymi przez operatora są w szczególności: wymiana linii napowietrznych („przewodów gołych”) na linie kablowe lub niepełnoizolowane w sieciach średniego napięcia oraz izolowane w liniach niskiego napięcia, automatyzacja sieci średniego napięcia, zwiększanie możliwości rekonfiguracyjnych sieci średniego napięcia, budowa nowych i modernizacja istniejących stacji transformatorowych, wymiana awaryjnych kabli średniego napięcia w izolacji z polietylenu termoplastycznego na kable w izolacji z polietylenu usieciowanego oraz awaryjnych kabli niskiego napięcia, wdrożenie łączności trankingowej, modernizacja stacji oraz izolowanie elementów czynnych na stacjach słupowych średniego i wysokiego napięcia, przeprowadzanie cyklicznych wycinek drzew i krzewów wzdłuż i pod liniami elektroenergetycznymi.

ENERGA-OPERATOR S.A. wskazała, że w 2020 r. realizowane zadania inwestycyjne dotyczyły w szczególności:

- 1) przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł oraz związana z tym budowa nowych sieci,
- 2) modernizacja i odtworzenie, istniejącego majątku, związane z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc.

Operator wyjaśnił, że zostały zrealizowane kluczowe inwestycje mające istotny wpływ na poprawę niezawodności zasilania odbiorców, w tym w szczególności:

- 1) przebudowa linii napowietrznych SN na linie kablowe oraz linie napowietrzne przewodami izolowanymi na terenach leśnych i zadrzewionych. W ramach przedmiotowej inicjatywy inwestycyjnej wymienionych zostało 237,8 km linii napowietrznych SN na linie kablowe i linie napowietrzne izolowane,
- 2) automatyzacja sieci SN, w ramach której zainstalowano oraz dokonano wymiany 183 sztuk rozłączników napowietrznych oraz 421 sztuki rozdzielnic SN,
- 3) wymiana niesieciowanych kabli SN – zostały wymienione odcinki kabli o łącznej długości 29,3 km.
- 4) budowa nowych powiązań linii SN o łącznej długości 104,6 km,
- 5) wymiana przewodów linii nN na izolowane wraz z przyłączami. W ramach przedmiotowej inicjatywy inwestycyjnej wymieniono 285,1 km przewodów gołych linii nN na przewody izolowane wraz z przyłączami.

Do istotnych inwestycji w obszarze sieci WN, które zostały zakończone w 2020 r., zaliczyć należy:

- 1) rozbudowa GPZ Stawiszyn,
- 2) wymiana przewodów na małowisowe w linii 110 kV Żydowo – Szczecinek Marcelin, dostosowanie pól liniowych 110 kV w stacjach Żydowo i Szczecinek Marcelin,
- 3) budowa stacji 110/15 kV Daszyna wraz z powiązaniem WN i SN,

- 4) budowa GPZ Olsztyn Centrum wraz z linią zasilającą WN oraz wyprowadzeniami sieci SN,
- 5) budowa stacji 110/15 kV Kutno II Kotliska wraz z powiązaniem WN i SN.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych **OT Katowice** za 2019 r. pozyskał informacje od dwóch kluczowych operatorów systemów dystrybucyjnych.

W sieci elektroenergetycznej TAURON Dystrybucja S.A. na obszarze woj. śląskiego wystąpiło łącznie 31 przerw katastrofalnych (przerwa w dostawach energii elektrycznej przekraczająca 24 godz.). Większość przerw katastrofalnych była spowodowana huraganowym wiatrem (układ niżu Eberhard), który występował w okresie 9-11.03.2019 r. i spowodował wiele awarii i uszkodzeń w sieci nN, SN i WN.

Tabela 5. Zestawienie przerw katastrofalnych w sieci elektroenergetycznej TAURON Dystrybucja S.A. na obszarze województwa śląskiego w 2019 r.

Lp.	Miesiąc wystąpienia przerwy	Łączna liczba przerw katastrofalnych [szt.]	Zasięg przerwy (łączna liczba odbiorców objętych awarią w danym miesiącu) [szt.]	Przyczyny
1	styczeń	2	2	działanie żywiołu (wiatr, szadź)
2	marzec	26	960	działanie żywiołu (wiatr huraganowy) – niż Eberhard
3	maj	1	1	uszkodzenie kabla SN
4	czerwiec	1	23	działanie żywiołu (burze)
5	wrzesień	1	1	pożar stacji SN/nN spowodowany działaniem osób postronnych

Źródło: URE.

Z powyższej tabeli wynika, że największa liczba przerw katastrofalnych miała miejsce w marcu. Na skutek bardzo silnego huraganowego wiatru (układ niżu Eberhard), w okresie 9-11 marca 2019 r. doszło do bardzo rozległej awarii w sieci dystrybucyjnej. Awaria dotknęła w szczególności Oddziały w Krakowie, Bielsku-Białej, Gliwicach i Tarnowie. Najbardziej niekorzystna sytuacja była 10 i 11 marca w woj. małopolskim i śląskim. Łamiące się pod naporem huraganowego wiatru drzewa zrywały linie energetyczne. Efektem tego było powstanie wielu zniszczeń sieci, których skutkiem były długie ograniczenia w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Wszystkie awarie sieci elektroenergetycznej TAURON Dystrybucja S.A. na obszarze woj. śląskiego, które spowodowały przerwy katastrofalne, zostały usunięte.

Liczba obsługiwanych przez TAURON Dystrybucja S.A. odbiorców z terenu woj. śląskiego kształtuje się na poziomie 2 176 012.

Tabela 6. Wskaźniki jakościowe dostarczania energii elektrycznej dla sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. na obszarze woj. śląskiego w 2019 r.

Nazwa wskaźnika	Rodzaj przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej	Wartość wskaźnika
SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowane	44,56
	przerwy nieplanowane bez katastrofalnych	127,68
	przerwy nieplanowane z katastrofalnymi	129,15
	przerwy – razem	173,71
SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowane	0,25
	przerwy nieplanowane bez katastrofalnych	2,14
	przerwy nieplanowane z katastrofalnymi	2,14
	przerwy – razem	2,39
MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	2,42

Źródło: URE.

Z informacji przesłanych przez PGE Dystrybucja S.A. Oddział Skarżysko-Kamienna, którego teren działania obejmuje część woj. świętokrzyskiego wynika, że w 2019 r. najwięcej przerw o charakterze katastrofalnym dla odbiorców przyłączonych do sieci energetycznej Oddział Skarżysko-Kamienna wystąpiło 1 i 29 lipca.

1 lipca 2019 r. na linii 15 kV Nowa Słupia – Raków najprawdopodobniej w wyniku wyładowań atmosferycznych uszkodził się reklozer. Z tego powodu wystąpiła utrudniona lokalizacja miejsca uszkodzenia. Dla odbiorców czterech stacji transformatorowych 15/0,4 kV wystąpiły katastrofalne przerwy w dostawach energii elektrycznej. 29 lipca 2019 r., wskutek skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych (gwałtowne burze), na linii 15 kV Włoszczowa – Kluczewsko stwierdzono 2 złamane

slupy, zerwane przewody oraz powalone drzewa. Dodatkowo uszkodzenia te wystąpiły w trudno dostępnym terenie i w związku z tym czas trwania przerwy przekroczył 24 godz.

Dla odbiorców przyłączonych do sieci Oddziału Rzeszów, najwięcej przerw w dostawach energii elektrycznej wystąpiło 16 czerwca i 30 września 2019 r. Przerwy te były następstwem niekorzystnych warunków atmosferycznych (silnych i porywistych wiatrów) i związane były z uszkodzeniami, jakie powstały w sieci niskich napięć.

Dla odbiorców zamieszkałych na terenie woj. świętokrzyskiego i przyłączonych do sieci Oddziału Łódź, w 2019 r. nie wystąpiły przerwy w zasilaniu o charakterze katastrofalnym.

Wszystkie awarie w sieci elektroenergetycznej Oddziału Skarżysko-Kamienna oraz Oddziału Rzeszów, które były przyczyną przerw katastrofalnych w 2019 r. zostały usunięte.

Liczba odbiorców kształtuje się na poziomie 534 127.

Tabela 7. Wskaźniki jakościowe dostarczania energii elektrycznej

PGE Dystrybucja S.A.	Woj. świętokrzyskie
SAIDI - łącznie	255,413
SAIFI - łącznie	3,800
MAIFI - łącznie	7,458
Liczba odbiorców	534 127
Oddział Łódź	
SAIDI - łącznie	675,810
SAIFI - łącznie	7,692
MAIFI - łącznie	22,514
Liczba odbiorców	4 159
Oddział Rzeszów	
SAIDI - łącznie	326,715
SAIFI - łącznie	3,822
MAIFI - łącznie	9,761
Liczba odbiorców	83 494
Oddział Skarżysko-Kamienna	
SAIDI - łącznie	238,163
SAIFI - łącznie	3,760
MAIFI - łącznie	6,886
Liczba odbiorców	446 474

Źródło: URE.

OT Kraków w zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym obowiązku utrzymywania sieci elektroenergetycznej w należytym stanie technicznych oraz dokonywania przez OSD napraw sieci dystrybucyjnej, monitorował działalność przedsiębiorstw energetycznych podczas rozpatrywania skarg odbiorców dotyczących m.in. parametrów jakościowych energii elektrycznej, przerw w dostawach energii elektrycznej oraz standardów obsługi odbiorców, a także w postępowaniach wyjaśniających związanych z awariami występującymi na terenach, będących we właściwości oddziału.

W 2019 r. oddział zwrócił się do dwóch operatorów systemu dystrybucyjnego działających na terenie woj. małopolskiego i podkarpackiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na tych obszarach.

PGE Dystrybucja S.A. obejmuje swoim działaniem część woj. podkarpackiego oraz dwie gminy woj. małopolskiego. We właściwości ww. operatora na terenie woj. podkarpackiego w 2019 r. wystąpiły: 18 283 awarie sieci dystrybucyjnej nN, 909 awarii sieci dystrybucyjnej SN i 2 awarie sieci dystrybucyjnej WN. Natomiast na obszarze woj. małopolskiego nastąpiło 367 awarii sieci dystrybucyjnej nN, 21 awarii sieci dystrybucyjnej SN i nie odnotowano awarii sieci dystrybucyjnej WN. W zakresie przerw w dostawie energii elektrycznej na obszarze woj. podkarpackiego nastąpiło 2 799 przerw planowanych o sumarycznym czasie trwania 11 172 godz. oraz 20 640 przerw nieplanowanych o sumarycznym czasie trwania 88 586 godz., natomiast na obszarze woj. małopolskiego wystąpiło 39 przerw planowanych o sumarycznym czasie trwania 125 godz. oraz 398 przerw nieplanowanych o sumarycznym czasie trwania 2 758 godz.

W przypadku TAURON Dystrybucja S.A., na terenie woj. małopolskiego w 2019 r. wystąpiło 17 703 awarii sieci dystrybucyjnej nN, 8 750 awarii sieci dystrybucyjnej SN i 31 awarii sieci dystrybucyjnej WN. W zakresie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na obszarze woj. małopolskiego wystąpiło 15 137 przerw planowanych o sumarycznym czasie trwania 1 863 130 min. oraz 217 622 przerw nieplanowanych o łącznym czasie 7 106 459 min.

Tabela 8. Wskaźniki SAIDI, SAIFI i MAIFI za 2019 r.

Wskaźnik		Dla sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. na obszarze woj. małopolskiego	Dla sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.	
			na obszarze woj. podkarpackiego	na obszarze woj. małopolskiego
SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowane	44,48	68,46	87,39
	przerwy nieplanowane	168,22	205,81	486,57
	przerwy nieplanowane z katastrofalnymi	172,59	216,22	573,15
SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowane	0,37	0,33	0,61
	przerwy nieplanowane	2,71	3,16	5,23
	przerwy nieplanowane z katastrofalnymi	2,71	3,17	5,27
MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	5,64	7,41	10,91

Źródło: URE.

Jak wskazały przedsiębiorstwa energetyczne, w 2019 r. w przypadku wystąpienia awarii na sieci, każdorazowo i niezwłocznie angażowano posiadane zasoby własne oraz wykorzystywano zasoby usług obcych, w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Operatorzy sieci zapewniają o prowadzeniu działań mających na celu umożliwienie szybkiego usunięcia powstałej awarii (m.in. poprzez prace stosownych służb dyspozytorskich, instrukcji działania w sytuacji wystąpienia sytuacji awaryjnej), jak również ograniczanie liczby i czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (m.in. bieżące remonty sieci, systematyczne przeglądy poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej, wycinkę drzew i krzewów wokół linii elektroenergetycznych, program kablowania najbardziej awaryjnych sieci napowietrznych).

W 2020 r. oddział zwrócił się do TAURON Dystrybucja S.A. o przekazanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na ich terenie. Zgodnie z przedłożonymi informacjami, w 2020 r. wystąpiło 29 159 awarii sieci dystrybucyjnej nN, 31 387 awarii sieci dystrybucyjnej SN i 193 awarii sieci dystrybucyjnej WN. W zakresie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na obszarze działania TAURON Dystrybucja S.A. wystąpiło 16 793 przerw planowanych o sumarycznym czasie trwania 3 181 245 min. oraz 52 586 przerw nieplanowanych o łącznym czasie 4 999 114 min.

Tabela 9. Wskaźniki SAIDI, SAIFI i MAIFI za 2020 r.

Przerwy	Planowane		Nieplanowane (wartość wskaźnika bez zdarzeń katastrofalnych / ze zdarzeniami katastrofalnymi)		MAIFI
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	
Wskaźnik	szt./odb.	min./odb.	szt./odb.	min./odb.	szt.
Wartość wskaźnika	0,19	26,60	2,00 / 2,00	98,02 / 98,42	2,78

Źródło: URE.

Z wyjaśnień przedstawionych przez TAURON Dystrybucja S.A. wynika, że w przypadku wystąpienia awarii na sieci, za każdym razem dążono do usunięcia awarii sieci dystrybucyjnej w możliwie jak najkrótszym czasie angażując posiadane przez siebie środki oraz wykorzystując zasoby usług obcych w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

W 2020 r. realizacja tych działań, z uwagi na sytuację epidemiologiczną, była szczególnie utrudniona. Wdrożone w TAURON Dystrybucja S.A. procedury postępowania pozwoliły na utrzymanie wartości wskaźników ciągłości dostaw energii elektrycznej na poziomie zbliżonym do osiągniętych w latach wcześniejszych.

Jak wskazuje operator, oprócz działań naprawczych, związanych z usuwaniem wszelkich awarii, duży nacisk położony jest na ciągłe działania, mające na celu ograniczenie zarówno liczby, jak też zakresu potencjalnych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców. W szczególności obejmują one systematyczne przeglądy poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej, remonty bądź modernizację elementów sieci dystrybucyjnej, jak również wycinkę drzew i krzewów wokół linii elektroenergetycznych.

W celu zmniejszenia awaryjności elementów sieci dystrybucyjnej oraz ograniczenia częstości i czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, TAURON Dystrybucja S.A. realizuje następujące działania:

- wymiana linii elektroenergetycznych SN z przewodami gołymi na linie kablowe lub linie z przewodami w osłonie izolacyjnej,
- modernizacja najbardziej awaryjnych fragmentów sieci dystrybucyjnej,
- skracanie ciągów linii elektroenergetycznych SN poprzez dobudowę stacji WN/SN,
- zmiana topologii sieci dystrybucyjnej SN: budowa nowych powiązań, domykanie sieci dystrybucyjnych SN i nN zasilanych jednostronnie do układów pętlowych,
- automatyzacja i bieżące monitorowanie stanu sieci dystrybucyjnej SN,
- budowa nowoczesnych kanałów łączności na potrzeby sterowania pracą sieci dystrybucyjnej oraz docelowo analiz parametrów tej sieci w czasie rzeczywistym,
- wdrażanie i/lub modernizacja narzędzi informatycznych na potrzeby sterowania pracą sieci np. systemy informatyczne SCADA, FDiR i DMS,
- standaryzacja zarządzania procesem wycinki drzew i krzewów w pasach linii napowietrznych,
- koordynowanie działań wymagających wyłączeń w sieci dystrybucyjnej m.in. wykonywanie kilku prac na danym fragmencie sieci dystrybucyjnej w trakcie pojedynczego wyłączenia,
- stałe zwiększenie udziału prac realizowanych pod napięciem w pracach eksploatacyjnych wykonywanych na sieci dystrybucyjnej,
- wykorzystywanie agregatów prądotwórczych i stacji tymczasowych dla zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną podczas realizacji prac na sieci dystrybucyjnej wymagającej wyłączenia jej części.

Natomiast w zakresie poprawy parametrów jakościowych energii elektrycznej, do najważniejszych działań podejmowanych przez TAURON Dystrybucja S.A. w tym zakresie należą:

- modernizacje sieci dystrybucyjnej obejmujące wyprowadzanie nowych obwodów ze stacji SN/nN, wymiana pionów głównych w stacjach SN/nN, zwiększenie przekrojów linii elektroenergetycznych nN,
- wymiana transformatorów na jednostki o większej mocy oraz większym zakresie regulacji oraz szerokie wykorzystywanie możliwości zmiany nastaw zaczepów tych transformatorów w tej regulacji,
- zmiana konfiguracji układu pracy sieci dystrybucyjnej polegająca na przełączeniu odbiorcy na innych obwód podczas przerwy w obwodzie, z którego odbiorca jest zasilany w warunkach normalnych,
- zwiększanie przekroju oraz sprawdzanie ciągłości i uziemienia przewodu ochronno-neutralnego w ciągach linii elektroenergetycznych,
- dokonanie termowizyjnego sprawdzenia zacisków na przewodzie ochronno-neutralnym w ciągu linii elektroenergetycznych i w granicy eksploatacji,
- sprawdzenie dokręcenia połączeń prądowych w ciągach liniowych oraz zacisków przebijających izolację na przewodach izolowanych,
- poprawa lub wymiana istniejących połączeń (zaciski, podstawy bezpiecznikowe, itp.) w torach prądowych,
- symetryczne rozkładanie jednofazowych odbiorców/wytwórców na poszczególne fazy układu trójfazowego,
- instalacja w wybranych częściach sieci dystrybucyjnej do czasu wykonania jej modernizacji transformatorów dodatkowych, transformatorów symetryzujących oraz stabilizatorów napięcia.

Z danych przedstawionych **OT Lublin** od operatora systemu dystrybucyjnego (PGE Dystrybucja S.A.) wynika, że w 2019 r. na terenie woj. lubelskiego i podlaskiego wystąpiły następujące przerwy w dostawach energii elektrycznej:

		Przerwy	Długie	Bardzo długie	Katastrofalne
Woj. lubelskie					
Sieć nN	Liczba		29 397	333	71
	Łączny czas trwania [min.]		4 068 207,477	334 612,301	129 708,285
	Liczba odbiorców pozbawionych dostaw		181 878	2 329	485
	Przerwy		Długie	Bardzo długie	Katastrofalne
Sieć SN	Liczba		3 476	47	8
	Łączny czas trwania [min.]		71 916,170	51 163,170	12 889,570
	Liczba odbiorców pozbawionych dostaw		2 196 342	67 688	9 823
Sieć WN	Liczba		9	0	0
	Łączny czas trwania [min.]		100,390	0	0
	Liczba odbiorców pozbawionych dostaw		59 711	0	0

		Przerwy	Długie	Bardzo długie	Katastrofalne
Woj. podlaskie					
Sieć nN	Liczba		13 841	458	0
	Łączny czas trwania [min.]		2 052 510	448 766	0
	Liczba odbiorców pozbawionych dostaw		21 602	715	0
Sieć SN	Liczba		4054	63	5
	Łączny czas trwania [min.]		412 511	58 084	8 359
	Liczba odbiorców pozbawionych dostaw		2 421 931	59 662	2 686
Sieć WN	Liczba		9	0	0
	Łączny czas trwania [min.]		174	0	0
	Liczba odbiorców pozbawionych dostaw		48 153	0	0

Źródło: URE.

Odnośnie określonych w § 41 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁸⁾ wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI za 2019 r., PGE Dystrybucja S.A. wskazała, że w odniesieniu do woj. lubelskiego i podlaskiego kształtowały się one następująco:

Wskaźnik			Oddział Lublin	Oddział Zamość	Oddział Warszawa
Obszar woj. lubelskiego	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowane	34,20	48,78	106,23
		przerwy nieplanowane	129,72	172,49	234,52
		przerwy nieplanowane z katastrofalnymi	131,46	174,34	235,86
	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowane	0,22	0,51	0,55
		przerwy nieplanowane	2,44	3,38	4,38
		przerwy nieplanowane z katastrofalnymi	2,45	3,38	4,38
	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	5,70	20,38	9,75
Wskaźnik			Oddział Białystok	Oddział Warszawa	
Obszar woj. podlaskiego	SAIDI (minuty/odbiorcę)	przerwy planowane	43,48	121,46	
		przerwy nieplanowane	152,32	359,25	
		przerwy nieplanowane z katastrofalnymi	152,41	359,25	
	SAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy planowane	0,24	0,39	
		przerwy nieplanowane	3,92	6,93	
		przerwy nieplanowane z katastrofalnymi	3,92	6,93	
	MAIFI (liczba przerw/odbiorcę)	przerwy – razem	9,76	22,97	

Źródło: URE.

Za okres 2020 r. w oddziale monitorowano działalność PGE Dystrybucja S.A. w omawianym zakresie w odniesieniu do całości obszaru jej funkcjonowania. Pozyskane dane dotyczące przerw w dostawach energii elektrycznej przedstawiały się następująco:

Przerwy	Przemijające	Krótkie	Długie	Bardzo długie	Katastrofalne
Sieć WN					
Liczba	2	6	55	1	0
Łączny czas trwania [min.]	-	9	3 569	1 192	0
Sieć SN					
Liczba	4 284	35 823	24 227	672	115
Łączny czas trwania [min.]	-	24 381	2 551 039	674 492	222 218
Sieć nN					
Liczba	-	65	129 153	9 057	2 850
Łączny czas trwania [min.]	-	117	21 615 969	9 242 895	6 261 941

Źródło: URE.

⁸⁾ Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.

W podziale na przerwy planowane i nieplanowane, o których mowa w § 40 ust. 1 ww. rozporządzenia Ministra Gospodarki, kwestia przerw w dostawach energii elektrycznej, w odniesieniu do poszczególnych poziomów napięcia, przedstawiała się następująco:

Przerwy	Sieć WN		Sieć SN		Sieć nN	
	Planowane	Nieplanowane	Planowane	Nieplanowane	Planowane	Nieplanowane
Liczba	5	56	11 879	25 014	12 285	141 060
Łączny czas trwania [min.]	1 289	4 761	2 617 410	3 447 748	2 748 891	120 805

Przerwy	Planowane		Nieplanowane (bez katastrofalnych /z katastrofalnymi)		MAIFI [szt./odb.]
	SAIFI [szt./odb.]	SAIDI [min./odb.]	SAIFI [szt./odb.]	SAIDI [min./odb.]	
Wartość wskaźnika	0,23	39,82	3,43/3,44	200,41/210,71	7,93

Źródło: URE.

Najczęstszymi przyczynami awarii sieci elektroenergetycznej było:

- działanie żywiołów (znaczna liczba awarii spowodowana była gwałtownymi zjawiskami atmosferycznymi: silny porywisty wiatr, intensywne opady atmosferyczne – szadź, oblodzenie, śnieg, wyładowania atmosferyczne),
- działanie czynników zewnętrznych (upadek drzew i gałęzi na linie oraz łamanie słupów, zwarcia wywołane przez ptaki i zbliżenia drzew i gałęzi do linii napowietrznych oraz inne nieznanne przyczyny oddziałujące na linie napowietrzne),
- działanie osób postronnych (uszkodzenia urządzeń pojazdami mechanicznymi, przewracanie drzew na linie przy wycince).

OSD podał także, że w 2020 r. wydał podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej na całym obszarze działania – 583 odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, z czego 581 stanowiło odmowy powodowane brakiem warunków technicznych i ekonomicznych, w 1 zaś przypadku przyczyną był brak warunków ekonomicznych.

Przedmiotem skarg odbiorców na działania OSD były przede wszystkim kwestie związane z przyłączaniem do sieci (kalkulacji opłaty za przyłączenie i przebudowę przyłącza, terminu przyłączenia), kwalifikacja do określonej grupy taryfowej, prawidłowość działania układów pomiarowo-rozliczeniowych i dokonywania ich odczytów, a ponadto sprawy związane z parametrami dostarczanej energii elektrycznej i standardami obsługi odbiorców. Część skarg dotyczyła przyłączania i odbioru energii elektrycznej z mikroinstalacji.

W powyższym zakresie przeprowadzono monitoring dwóch lokalnych dystrybutorów energii elektrycznej (Towarzystwo Inwestycyjne „Elektrownia-Wschód” S.A. z siedzibą w Lublinie oraz Veolia Wschód Sp. z o.o. z siedzibą w Zamościu). Pozyskane dane nie dały podstaw do ustalenia, że operatorzy nie wypełniają przypisanych im zadań.

OT Łódź w okresie sprawozdawczym na bieżąco dokonywał monitorowania warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej oraz dokonywania napraw tej sieci, na podstawie informacji przesyłanych przez OSD mających siedzibę na terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego oraz prowadzących działalność na tym terenie. Powyższe działania były dokonywane również przy rozpatrywaniu skarg lub innych wystąpień odbiorców.

Z informacji przekazanych przez jednego z dużych operatorów systemu dystrybucyjnego działającego na terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego wynika, że w 2019 r. wystąpiło 75 659 awarii w sieciach dystrybucyjnych tego operatora zlokalizowanych na terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego, w tym 30 277 awarii (o łącznym czasie przerw w dostawie energii 7 469 029 min.) na terenie woj. łódzkiego i 45 382 awarii (o łącznym czasie przerw w dostawie energii 12 944 520 min.) na terenie woj. mazowieckiego. Operator wskazał, że łączna liczba odbiorców pozbawionych napięcia wynosiła odpowiednio: 4 404 108 odbiorców w woj. łódzkim oraz 5 631 984 w woj. mazowieckim. Operator wskazał, że w celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń odbiorców, wykonuje zgodnie z wymogami IRIESD systematyczne działania, mające na celu uodpornienie istniejącej sieci dystrybucyjnej na niekorzystne zjawiska atmosferyczne oraz usprawnia proces lokalizacji i usuwania awarii.

Operator poinformował, że wszystkie naprawy sieci elektroenergetycznej są realizowane niezwłocznie, całodobowo pracuje Telefoniczne Centrum Zgłoszeniowe przyjmujące na bieżąco zgłoszenia od odbiorców. W przypadku wystąpienia awarii o charakterze masowym, które są skutkiem skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych, wprowadzana jest specjalna procedura postępowania pozwalająca na sprawne zorganizowanie dodatkowych zespołów naprawczych oraz zaangażowanie pracowników w wymiarze ponadnormatywnym.

Liczba obsługiwanych przez tego OSD odbiorców kształtuje się na poziomie 5 461 995, w tym na terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego 2 480 941.

Z kolei drugi duży OSD działający na terenie woj. mazowieckiego podał, że w 2019 r. wystąpiły łącznie 170 482 przerwy w dostawach energii elektrycznej (sieci niskiego i średniego napięcia), w tym 2 782 przerwy nieplanowane (o łącznym czasie przerw w dostawie energii 11 102 godz.) i 167 700 przerw planowanych (o łącznym czasie przerw w dostawie energii 2 711 godz.). Łącznie pozbawionych napięcia było 1 742 945 odbiorców, w tym 1 491 746 odbiorców było pozbawionych napięcia w wyniku przerw nieplanowanych oraz 251 199 w wyniku przerw planowanych. Operator wskazał, że przyczynami powstawania awarii w dostawach energii elektrycznej były przede wszystkim działania żywiołów, a także działania osób trzecich oraz ptaków i innych zwierząt. Operator poinformował, że podejmowane przez niego działania m.in. w zakresie modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej, przyczyniają się do zmniejszenia przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców. Operator wskazał, że praca sieci elektroenergetycznej nadzorowana jest w trybie zmianowym, w tym trybie pracują również zespoły pogotowia energetycznego. Działania naprawcze podejmowane są natychmiast w przypadku trwałej przerwy w dostawie energii elektrycznej lub w przypadku zasilania odbiorców poprzez agregaty prądotwórcze i braku technicznych możliwości naprawy uszkodzonego urządzenia przez zespoły pogotowia energetycznego. Naprawy realizowane są w kolejności zgodnie z priorytetami nadawanymi przez Służby Dyspozytorskie.

Liczba obsługiwanych przez tego OSD odbiorców – wg stanu na koniec 2019 r. – kształtuje się na poziomie 1 058 705.

Tabela 10. Awary i przerwy w dostawie energii elektrycznej w 2020 r. dla sieci elektroenergetycznych zlokalizowanych terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego dla OSD mających siedzibę na tym terenie

Przedsiębiorstwo	Awary										Przerwy			
	Przemijające		Krótkie		Długie		Bardzo długie		Katastrofalne		Planowane		Nieplanowane	
	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania
Telenerg-Bis Energia Sp. z o.o.	0	0	0	0	8	195	0	0	0	0	5	730	8	195
Ciepłownia Sp. z o.o.	0	0	0	0	4	302	0	0	0	0	1	117	3	185
ELEKTRIX SA	0	0	3	6	1	480	0	0	0	0	1	480	3	6
Mirowski i Spółka KAMIR Sp. jawna	0	0	0	0	1	38,11	0	0	0	0	0	0	1	38,11
Leszek Mirkowicz Błonie PASS	0	0	1	2	1	6	0	0	0	0	2	8	0	0
PGB Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PP PORTY LOTNICZE	0	0	261	66,44	8	1 903	0	0	0	0	233	1 790	36	179
ALCHEMIA S.A.	0	0	4	2,03	1	510	0	0	2	12 505	3	512	4	12 505
BORYSZEW S.A.	0	0	27	3,3	4	671,38	0	0	0	0	2	660	29	15
Gmina Uniejów Energetyka Uniejów	0	0	0	0	1	22	0	0	0	0	0	0	1	22
Klepierre Pologne Sp. z o.o.	10	0	36	5,25	21	1 560	0	0	0	0	24	1 530	43	35,25
PEC LEGIONOWO Sp. z o.o.	0	0	6	6	1	120	2	1 655	0	0	7	1 779	2	2
PGE GIEK S.A.	53	21 385	14	116	39	21 269	2	9 160	0	0	93	31 637	22	11 182
TB 2 ENERGIA Sp. z o.o. Sp. kom.	0	0	0	1	60	0	0	0	0	0	1	300	1	60
TB ENERGIA Sp. z o.o.	0	0	0	0	6	60	0	0	0	0	3	202	6	60
Wind Service Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
WindField Korytnica Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RAMPTON Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	0	0

Przedsiębiorstwo	Awaryjne										Przerwy			
	Przemijające		Krótkie		Długie		Bardzo długie		Katastrofalne		Planowane		Nieplanowane	
	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania
Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o. (SN)	0	0	0	0	3	105	1	980	0	0	0	0	4	1 085
MAZOVIAN ENERGY PARTNERS Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POWER 21 Sp. z o.o.	23	0	21	42	35	3 900	0	0	0	0	15	2 700	41	1 242
Energetyka Nowy Dwór Mazowiecki Sp. z o.o.	0	0	0	0	2	660	1	840	0	0	1	180	3	1 440
GREEN LIGHTS Sp. z o.o.	0	0	8	2	0	0	0	0	0	0	29	2 046	4	1
GREEN LIGHTS DYSTRYBUCJA Sp. z o.o.	4	0,04	0	0	2	40	1	840	0	0	24	8 983	2	40
GREEN LIGHTS HOLDING Sp. z o.o.	0	0	4	6	0	0	2	1 980	0	0	17	863	4	1 000
Grupa Energia GE Sp. z o.o. Sp. kom.	33	0	129	50	460	8 460	0	0	0	0	21	6 300	46	2 570
Grupa Energia Obrót GE Sp. z o.o. Sp. kom.	9	7	16	19	1 388	1 680	0	0	0	0	7	2 100	18	980
Lewandpol ProEnergia Sp. z o.o.	2	0	6	12	6	3 120	0	0	0	0	4	1 920	8	1 212
PKN ORLEN S.A. (SN)	0	0	0	0	2	78	0	0	0	0	1	301	2	78
PGE Energia Ciepła Sp. z o.o.	2	0	5	10	4	103	0	0	0	0	2	60	4	53
Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0	0	24	2 514	0	0	0	0	6	943	18	1 561
POTESTIA Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	752	0	0
Zakład Energetyczny Użyteczności Publicznej S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	322	0	0
GEN EN Tra Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GREEN LIGHTS OBRÓT Sp. z o.o.	0	0	4	40	2	720	0	0	0	0	20	1 674	0	0

Źródło: URE.

Tabela 11. Awaryjne i przerwy w dostawie energii elektrycznej dla sieci elektroenergetycznej w 2020 r. dla OSD prowadzących działalność na terenie: całego kraju (PKP ENERGETYKA S.A.) oraz Warszawy (innogy Stoen Operator Sp. z o.o.) w podziale na poszczególne napięcia

Sieć	Awaryjne										Przerwy			
	Przemijające		Krótkie		Długie		Bardzo długie		Katastrofalne		Planowane		Nieplanowane	
	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania	liczba	łączny czas trwania
PKP Energetyka S.A.														
WN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SN	0	0	0	0	38	24,88	0	0	0	0	0	0	38	24,88
nN	0	0	383211	6384,97	111191	77010,6	714	12112,3	337	18709,1	6 688	12454,83	112242	107832
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.														
WN	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SN	43	0	202	205	542	41980	11	127447	2	3143	189	33901	757	172774
nN	0	0	1	1	1398	256455	168	170535	24	53676	95648	2185710	1591	480667

Źródło: URE.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne w 2019 r., **OT Poznań** zwrócił się do dwóch operatorów działających na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących przerw występujących na tym terenie.

Pierwszy OSD wskazał, że na terenie woj. wielkopolskiego wystąpiły następujące przerwy nieplanowane (awarie): 13 958 awarii długich, 229 awarii bardzo długich i 40 awarii katastrofalnych. W wyniku awarii długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 27 690 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 831 777, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 489 808 kWh. W wyniku awarii bardzo długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 3 846,7 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 3 620, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 30 206 kWh. W wyniku awarii katastrofalnych czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 1 237,4 godzi., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 417, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 6 068 kWh.

Ponadto OSD wskazał, że na terenie woj. wielkopolskiego wystąpiły następujące przerwy planowane: 2 399 przerw długich i 2 przerwy bardzo długie. W wyniku przerw długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 6 358,9 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 108 168, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 173 965 kWh. W wyniku przerw bardzo długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 27,2 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 3, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 26 kWh.

Natomiast, na terenie woj. kujawsko-pomorskiego w 2019 r. wystąpiły następujące przerwy nieplanowane (awarie): 9 988 awarii długich, 178 awarii bardzo długich i 1 awaria katastrofalna. W wyniku awarii długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 26 718,4 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 604 373, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 288 815 kWh. W wyniku awarii bardzo długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 2 849,3 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 1 451, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 11 627 kWh. W wyniku awarii katastrofalnych czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 29,7 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 1, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 16 kWh.

Ponadto OSD wskazał, że na terenie woj. kujawsko-pomorskiego wystąpiły następujące przerwy planowane: 3 326 przerw długich, 6 przerw bardzo długich i 1 przerwa katastrofalna. W wyniku przerw długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 10 337,2 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 149 166, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 200 882 kWh. W wyniku przerw bardzo długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 81,3 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 493, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 4 191 kWh. W wyniku przerwy katastrofalnej czas trwania przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 32,9 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 1, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 18 kWh.

Usuwanie awarii, naprawy sieci elektroenergetycznej oraz procesy eksploatacyjne w OSD realizowane są przez sześć oddziałów.

Jako dodatkowe wsparcie w przypadku wystąpienia zwiększonej ilości zdarzeń awaryjnych, w celu ograniczenia czasów niezasilania odbiorców, OSD korzysta z firm zewnętrznych z branży elektroenergetycznej oraz zajmujących się wycinkami, z którymi OSD posiada zawarte porozumienia w zakresie gotowości do współpracy przy usuwaniu awarii w sieci elektroenergetycznej OSD.

OSD wyjaśniło, że na każde zaistniałe wyłączenie awaryjne reaguje bez zbędnej zwłoki. Poprzez system SCADA na GPZ-ach, stacjach SN/nN z telesterowaniem oraz w głębi sieci SN za pomocą łączników z telesterowaniem dokonuje się zdalnych przełączeń sieci w celu zminimalizowania liczby wyłączonych odbiorców.

Priorytetyzacja kolejności lokalizacji i usuwania awarii/uszkodzeń uszeregowana jest wg poziomu napięcia sieci: WN, SN i nN. Taki sposób realizacji napraw pozwala na jak najszybsze przywracanie napięcia jednocześnie dużym grupom odbiorców.

Drugi OSD wskazał, że na terenie woj. wielkopolskiego w 2019 r. wystąpiły następujące przerwy nieplanowane: 16 035 przerw długich, 231 przerw bardzo długich i 69 przerw katastrofalnych. W wyniku przerw długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 26 988 godz. 34 min., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 1 890 192, szacunkowa ilość

niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 1 553 795 kWh. W wyniku przerw bardzo długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 3 823 godz. 34 min., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 58 980, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 134 248 kWh. W wyniku przerw katastrofalnych czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 1 982 godz. 57 min., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 2 669, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 12 188 kWh.

Ponadto OSD wskazał, że na terenie woj. wielkopolskiego wystąpiły następujące przerwy planowane: 8 348 przerw długich i 12 przerw bardzo długich. W wyniku przerw długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 29 631 godz. 51 min., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 192 423, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 708 523 kWh. W wyniku przerw bardzo długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 151 godz. 20 min., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 318, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 7 047 kWh.

Natomiast na terenie woj. kujawsko-pomorskiego w 2019 r. wystąpiły następujące przerwy nieplanowane: 20 192 przerwy długie, 61 przerw bardzo długich i 6 przerw katastrofalnych. W wyniku przerw długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 19 914 godz. 56 min., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 925 222, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 2 124 350 kWh. W wyniku przerw bardzo długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 1 010 godz. 18 min., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 3 435, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 22 522 kWh. W wyniku przerw katastrofalnych czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 218 godz., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 56, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 2 766 kWh.

Ponadto OSD wskazał, że na terenie woj. kujawsko-pomorskiego wystąpiły następujące przerwy planowane: 3 420 przerw długich i 1 przerwa bardzo długa. W wyniku przerw długich łączny czas trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 11 303 godz. 53 min., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 46 334, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 386 592 kWh. W wyniku przerwy bardzo długiej łączny czas trwania przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej wyniósł 12 godz. 5 min., szacunkowa liczba odbiorców pozbawionych napięcia wyniosła 38, szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła 2 287 kWh.

OSD wyjaśnił, że zgodnie z udzieloną koncesją prowadzi eksploatację elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej zgodnie z obowiązującymi regulacjami wewnętrznymi i zewnętrznymi oraz adekwatnie do występujących potrzeb, co w znacznym stopniu ogranicza ryzyko uszkodzenia sieci i tym samym wystąpienia przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Jednak mimo dołożonych starań w wyniku nagłych zjawisk atmosferycznych o charakterze ekstremalnym, sporadycznie zdarzają się awarie elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, głównie linii napowietrznych. W takich przypadkach OSD dokłada wszelkich starań i środków dla ograniczenia skutków awarii oraz dla przywrócenia zasilania odbiorcom w możliwie najkrótszym czasie. W celu zachowania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców stosowane jest m.in. zasilanie wydzielonej sieci elektroenergetycznej z agregatów prądotwórczych. Ponadto w celu szybkiego prowadzenia napraw sieci elektroenergetycznej zreorganizowano i doposażono w spółce brygady wykonawcze w niezbędny sprzęt celem zwiększenia zakresu prac realizowanych przez te brygady. Natomiast w celu maksymalnego ograniczenia przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców systematycznie zwiększany jest zakres prac realizowanych w technologii prac pod napięciem zarówno przez wykonawców wewnętrznych, jak i zewnętrznych. Prace w zakresie zlokalizowania miejsca wystąpienia uszkodzeń w sieci, wykonania niezbędnych przełączeń oraz naprawcze dla przywrócenia zasilania odbiorcom są podejmowane niezwłocznie po wystąpieniu awarii.

Jednocześnie OSD poinformował, że każdy przypadek wystąpienia awarii elementu linii elektroenergetycznej lub urządzenia analizowany jest pod kątem jej przyczyny, a wnioski wynikające z analizy służą do poprawy stanu technicznego sieci elektroenergetycznej. Priorytet w usuwaniu mają awarie zagrażające życiu i zdrowiu.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci elektroenergetycznych przez przedsiębiorstwa energetyczne w 2020 r., oddział zwrócił się do jednego operatora systemu dystrybucyjnego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących przerw występujących na całości obszaru jego działania.

OSD wyjaśnił, że w 2020 r. na poziomie napięcia WN wystąpiło 16 awarii przemijających, 41 awarii krótkich o łącznym czasie trwania 28 min., 67 awarii długich o łącznym czasie trwania 6 973 min., 1 awaria bardzo długa o łącznym czasie trwania 787 min. Na poziomie napięcia SN wystąpiły 3 372 awarie

przemijające, 8 394 awarii krótkich o łącznym czasie trwania 9 360 min., 10 302 awarie długie o łącznym czasie trwania 986 858 min., 105 awarii bardzo długich o łącznym czasie trwania 100 199 min., 40 awarii katastrofalnych o łącznym czasie trwania 713 248 min. Na poziomie napięcia nN wystąpiło 75 awarii krótkich o łącznym czasie trwania 147 min., 20 544 awarii długich o łącznym czasie trwania 3 532 483 min., 237 awarii bardzo długich o łącznym czasie trwania 224 391 min., 43 awarie katastrofalne o łącznym czasie trwania 73 343 min.

Ponadto przedsiębiorstwo poinformowało, że na poziomie napięcia WN miało miejsce 10 przerw planowanych o łącznym czasie trwania 2 784 min. oraz 125 przerw nieplanowanych o łącznym czasie trwania 7 787 min. Na poziomie napięcia SN miało miejsce 3 089 przerw planowanych o łącznym czasie trwania 885 416 min. oraz 22 213 przerw nieplanowanych o łącznym czasie trwania 1 809 665 min. Na poziomie napięcia nN miało miejsce 7 431 przerw planowanych o łącznym czasie trwania 1 452 744 min. oraz 20 934 przerwy nieplanowane o łącznym czasie trwania 2 379 266 min.

Przedsiębiorstwo wyjaśniło, że w 2020 r. wystąpiło mniej gwałtownych burz i niekorzystnych ekstremalnych zjawisk pogodowych niż rok wcześniej, co ma odniesienie w liczbie awarii i długości przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Najczęstszymi przyczynami awarii sieciowych, oprócz tych spowodowanych złymi warunkami atmosferycznymi są: przepalone bezpieczniki, uszkodzone kable średniego i niskiego napięcia spowodowane zmęczeniem/starzeniem materiału i działaniem osób trzecich, zbliżenie drzew/gałęzi przeważnie w liniach napowietrznych średniego i niskiego napięcia, kolizje drogowe oraz ptaki i inne zwierzęta.

W celu zachowania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców prowadzony jest podział sieci w celu drugostronnego zasilania odbiorców lub też stosowane jest zasilanie wydzielonej sieci elektroenergetycznej z agregatów prądotwórczych. Ponadto w celu szybkiego przystąpienia do napraw i ich efektywnego prowadzenia, na terenie działania OSD funkcjonuje 113 Posterunków Energetycznych w ramach Rejonów Dystrybucji, których pracownicy prowadzą ciągłe dyżury techniczne, również poza godzinami pracy. Naprawy sieci elektroenergetycznej prowadzone są niezwłocznie i efektywnie przez zreorganizowane brygady wykonawcze, wyposażone w niezbędny sprzęt skutkujący zwiększeniem zakresu realizowanych prac. Podczas usuwania skutków awarii służby ruchu OSD z jednostką ruchową PSE S.A. wskazują priorytetowe elementy sieci, mające istotny wpływ na funkcjonowanie KSE i sieci dystrybucyjnej, które w pierwszej kolejności są naprawiane. W zależności od skali awarii powoływane są lokalne Zespoły Awaryjne (dla obszaru jednostki organizacyjnej RD lub OD), lub też Sztab kryzysowy (dla całego OSD), które m.in.: prowadzą stałą kontrolę oraz analizę skutków awarii i podejmowanych działań, określają środki konieczne do likwidacji awarii, koordynują dostawy materiałów i środków transportu, podejmują decyzje o niezbędnej liczbie brygad zaangażowanych do lokalizacji, rozpoznania i likwidacji skutków awarii. OSD wyjaśniło także, że każdy przypadek wystąpienia awarii elementu linii elektroenergetycznej lub urządzenia analizowany jest pod kątem jej przyczyny, a wnioski wynikające z analizy służą do poprawy stanu technicznego sieci elektroenergetycznej.

OT Szczecin w okresie sprawozdawczym wystąpił do dwóch operatorów działających na terenie oddziału o przekazanie danych za 2019 r., dotyczących przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców, zarówno planowanych, jak i będących skutkiem awarii.

Z danych przedstawionych przez pierwszego z OSD wynika, że na obszarze pozostającym we właściwości oddziału wystąpiło na sieci nN: 2 229 przerw planowanych (w tym długich – 2 226, bardzo długich – 3), 10 130 przerw nieplanowanych (w tym długich – 10 036, bardzo długich – 88, katastrofalnych 6), na sieci SN: 1 972 przerwy planowane (w tym długie – 1 961, bardzo długie – 11), 27 071 przerw nieplanowanych (w tym długich – 27 005, bardzo długich – 65, katastrofalnych 1), na sieci WN: 13 przerw nieplanowanych (wyłącznie długich).

W związku z awarią na sieciach nN, SN i WN, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie 3 958 818 odbiorców (w tym z tytułu przerw: długich – 3 936 869, bardzo długich – 21 940, katastrofalnych – 9).

Drugi z operatorów przedstawił dane z których wynika, że na sieci nN wystąpiło 296 przerw planowanych długich, 3 835 przerw nieplanowanych (w tym długich – 3 625, bardzo długich – 149, katastrofalnych 61), na sieci SN: 712 przerw planowanych (w tym długich – 710, bardzo długich – 2), 1 382 przerwy nieplanowane (w tym długie – 1 285, bardzo długie – 83, katastrofalne – 14), na sieci WN: 4 przerwy nieplanowane (w tym długie – 3, katastrofalne – 1).

W wyniku awarii na sieciach nN, SN i WN, pozbawionych dostaw energii na tych obszarach zostało łącznie 665 591 odbiorców (w tym z tytułu przerw: długich – 659 187, bardzo długich – 5 479, katastrofalnych – 925).

Najczęstszymi przyczynami awarii były zjawiska atmosferyczne (tj. burze, wichury, szadź), uszkodzenia podczas prac ziemnych osób postronnych, samoistne uszkodzenia kabli, izolatorów, zacisków, uchwytów, izolacji linii, bliskość drzew/gałęzi, działania zwierząt, powalone drzewa oraz zużycie eksploatacyjne elementów sieci. W każdym przypadku podejmowane były działania w celu szybkiego przywrócenia dostaw energii elektrycznej.

Tabela 12. Dane dotyczące przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców z terenu woj. zachodniopomorskiego i lubuskiego za 2020 r. zebrane przez OT Poznań i OT Gdańsk

Operator	Planowane		Nieplanowane bez katastrofalnych/ z katastrofalnymi		MAIFI [szt.]
	SAIFI [szt./odb.]	SAIDI [min/odb.]	SAIFI [szt./odb.]	SAIDI [min/odb.]	
ENEA Operator Sp. z o.o.	0,15	21,0	3,66/3,66	158/158	4,24
ENERGA-OPERATOR S.A.	0,18	33,1	2,31/2,32	160,3/166,4	6,48

Źródło: URE.

OT Wrocław na obszarze swojego działania nie odnotował w latach 2019-2020 gwałtownych zjawisk atmosferycznych lub innych sytuacji awaryjnych, wymagających interwencji Prezesa URE.

Tabela 13. Dane dotyczące przerw w 2019 r. w dostawach energii elektrycznej do odbiorców operatora sieci dystrybucyjnej działającego na terenie oddziału

Województwo	nN	SN	WN	Planowane		Nieplanowane bez katastrofalnych/ z katastrofalnymi		MAIFI [szt.]
				SAIFI [szt./odb.]	SAIDI [min/odb.]	SAIFI [szt./odb.]	SAIDI [min/odb.]	
dolnośląskie	6 802	6 304	51	0,22	27,51	2,52/2,52	131,03/131,13	2,41
opolskie	4 541	2 945	10	0,34	46,6	2,39/2,39	118,83/119,14	2,97

Źródło: URE.

Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. w 2019 r. z uwzględnieniem przerw planowanych i nieplanowanych, wyniosła 7 375 674 odbiorców na obszarze woj. dolnośląskiego oraz 2 601 001 odbiorców na obszarze woj. opolskiego. Powyższa liczba odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej stanowi sumę liczby odbiorców objętych kolejnymi przerwami w dostawach energii elektrycznej. W praktyce oznacza to, że odbiorców, których przerwy w dostawach energii dotknęły więcej niż raz uwzględniono w kalkulacji kilkakrotnie.

TAURON Dystrybucja S.A. stara się usuwać każdą z awarii występujących w sieci dystrybucyjnej możliwie w jak najkrótszym czasie i przy wykorzystaniu wszystkich dostępnych środków technicznych oraz osobowych. Oprócz działań naprawczych duży nacisk położony jest na ciągłe działania mające na celu ograniczenie zarówno liczby, jak też zakresu potencjalnych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców. Przedmiotowe działania obejmują w szczególności:

- systematyczne przeglądy poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej,
- ciągłe remonty bądź modernizację elementów sieci dystrybucyjnej,
- wycinę drzew i krzewów wokół linii elektroenergetycznych.

Sposób postępowania przy usuwaniu awarii w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. szczegółowo regulują wdrożone w spółce procesy: „Przygotowanie i realizacja zadań związanych z usuwaniem awarii”, „Raportowanie zadań związanych z usuwaniem awarii” oraz dokumenty „Instrukcja postępowania przy likwidacji stanów awaryjnych występujących w sieci elektroenergetycznej w TAURON Dystrybucja S.A.” i „Instrukcja postępowania w przypadku wystąpienia awarii masowej w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A.”.

Dane dotyczące przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców z terenu woj. dolnośląskiego i opolskiego za 2020 r. zostały zebrane przez OT Kraków.

1.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stron umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych

1.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego

Zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne OSP jest odpowiedzialny za udostępnianie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system przesyłowy jest połączony, informacji o:

- a) warunkach świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci przesyłowej, korzystania z tej sieci i krajowego systemu elektroenergetycznego oraz pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym w szczególności dotyczących realizacji obrotu transgranicznego, zarządzania siecią i bilansowania systemu, planowanych wyłączeniach jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, a także o ubytkach mocy tych jednostek wytwórczych,
- b) ofertach bilansujących składanych dla jednostek wytwórczych, o których mowa w lit. a).

Oprócz tego, szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP znajduje się w zatwierdzonej decyzją Prezesa URE IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (pkt 5.2) oraz w zatwierdzonych przez Prezesa URE Warunkach Dotyczących Bilansowania, na podstawie rozporządzenia 2017/2195 (pkt 5.5).

W latach 2019-2020 PSE S.A. wypełniała powyższe obowiązki publikując odpowiednie informacje na stronie internetowej dostępnej pod adresem www.pse.pl.

Ponadto obowiązki OSP w zakresie dostarczania i publikowania informacji wynikają z rozporządzenia 543/2013. W tym celu, OSP wdrożył i stosuje mechanizm pozyskiwania odpowiednich danych od użytkowników systemu elektroenergetycznego, które są następnie przekazywane do publikacji na centralnej platformie informacyjnej na rzecz przejrzystości⁹⁾.

Zobowiązania publikacyjne wynikające z rozporządzenia 543/2013 dla polskiego obszaru rynkowego wypełniane są przez PSE S.A., jako OSP w Polsce, natomiast zobowiązania publikacyjne dotyczące połączeń transgranicznych w zakresie oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym wypełniane są w imieniu PSE S.A. oraz innych OSP w regionie przez właściwe podmioty odpowiedzialne za proces alokacji zdolności przesyłowych tj. Biuro Aukcyjne JAO S.A. dla aukcji rocznych, miesięcznych i dobowych. Informacje dotyczące oferowanych zdolności w ramach procesu Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego są dostępne na centralnej platformie informacyjnej (publikacja realizowana jest przez JAO S.A. w imieniu Deutsche Börse AG) oraz stronie internetowej OSP. Do momentu wdrożenia rozwiązania docelowego, tj. Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego na połączeniu Polska-Słowacja, informacje dotyczące rynku dnia bieżącego wymiany międzysystemowej publikowane są na centralnej platformie informacyjnej przez CEPS a.s. pełniącej funkcję Biura Alokaacji na tym połączeniu.

PSE S.A. regularnie udostępnia na platformie informacyjnej ENTSO-E wymagane dane rynkowe w zakresie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, cen i kosztów z Rynku Bilansującego, wymiany transgranicznej, zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, niedyspozycyjności jednostek wytwórczych, odbiorczych i elementów sieciowych, a także środków zaradczych podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych dla utrzymania bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych.

W czwartym kwartale 2019 r. zakończono implementację aktualizacji Podręcznika Procedur wynikającą z obowiązków publikacji danych przewidzianych w rozporządzeniu 2017/2195 oraz ukończono pierwszy etap wdrażania aktualizacji Podręcznika Procedur uwzględniającą realizację wymagań publikacji danych na podstawie rozporządzenia 2017/1485.

PSE S.A. uruchomiła projekty dostosowania mechanizmu udostępniania danych do zaktualizowanego Podręcznika Procedur. W celu spełnienia wymagań nałożonych przez rozporządzenie 2017/1485, rozpoczęto publikację prognozowanej wartości rezerw odbudowy częstotliwości (FRR z ang. Frequency Restoration Reserves) i rezerw zastępczych (RR z ang. Replacement Reserves) oraz oceny jakości

⁹⁾ <http://transparency.entsoe.eu>

częstotliwości. Od 18 grudnia 2019 r. PSE S.A. udostępnia informacje dotyczące bieżącego zbilansowania systemu w swoim obszarze grafikowym. Pełne dostosowanie zakresu udostępnianych danych jest realizowane zgodnie z harmonogramem wdrażania nowych mechanizmów rynkowych wynikających z rozporządzenia 2017/2195.

Z końcem 2020 r. sfinalizowano prace mające na celu integrację centralnej platformy informacyjnej z centralnym Biurem Kodów EIC (Central EIC Issuing Office) wynikające z porozumienia pomiędzy stowarzyszeniem ENTSO-E a operatorami elektroenergetycznych systemów przesyłowych, podpisanego w czerwcu 2018 r. Integracja mająca na celu poprawę jakości i spójności publikowanych danych wprowadza weryfikację obiektów występujących na platformie względem centralnej bazy kodów EIC. Zakończenie prac związanych z poprawą strony wizualnej i wdrożeniem nowego graficznego interfejsu użytkownika centralnej platformy informacyjnej planowane jest na czwarty kwartał 2021 r.

Mechanizm udostępniania informacji w ramach platformy informacyjnej ENTSO-E stosowany przez PSE S.A. funkcjonuje poprawnie. Wymagane dane są udostępniane w sposób automatyczny. Proces udostępniania danych dotyczących polskiego obszaru rynkowego jest monitorowany po stronie PSE S.A., a ENTSO-E prowadzi niezależną, regularną ocenę jakości i kompletności otrzymywanych danych od wszystkich podmiotów przekazujących dane platformie.

W latach 2019-2020 nie wpłynęły do Prezesa URE żadne skargi związane z brakiem realizacji przez OSP obowiązków informacyjnych wynikających z IRiESP, Warunków Dotyczących Bilansowania oraz rozporządzenia 543/2013.

1.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych

OSD są odpowiedzialni za dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci. Realizacja tych obowiązków odbywa się w oparciu o zasady zawarte w IRiESD. OSD mają ustawowy obowiązek zamieszczenia na swoich stronach internetowych obowiązujących IRiESD oraz udostępnienia ich do publicznego wglądu w swoich siedzibach.

Ponadto OSD są również odpowiedzialni za umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez zamieszczenie na swoich stronach internetowych oraz udostępnienie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:

- aktualnej listy sprzedawców energii elektrycznej, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej,
- informacji o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami energii elektrycznej.

W tym kontekście należy wspomnieć o obowiązku OSD zamieszczenia na swoich stronach internetowych oraz udostępnienia do publicznego wglądu w swoich siedzibach – wzorca tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) wypracowanego przez TOE oraz PTPiREE w 2009 r. Operatorzy poprzez zawierane umowy GUD ze sprzedawcami dokonują doprecyzowania zasad korzystania z sieci i otwierają *de facto* poszczególnym sprzedawcom drogę do działania na danym obszarze. Z tego względu umowy GUD są konieczne dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy. Zatem dla zapewnienia faktycznej możliwości korzystania przez odbiorcę z prawa zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy istotne jest, by OSD posiadał jak największą liczbę umów GUD.

Dodatkowo, zgodnie z brzmieniem art. 40 ust. 6 ustawy OZE, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych niezwłocznie zamieszczają na swojej stronie internetowej informację o wyznaczeniu sprzedawcy zobowiązanego.

1.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii zostało zdefiniowane w dokumencie pt. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*¹⁰⁾ – w ramach nadrzędnego celu polityki państwa, obejmującego zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego – jako zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych. Przywołany powyżej dokument obowiązywał w latach 2019-2020 i wytyczał kierunki dla poprawy sytuacji odbiorców paliw i energii w zakresie dostaw nośników energii, wyrażonych m.in. poprzez poprawę poziomu zapewnienia (gwarancji) nieprzerwanych dostaw oraz poprawę jakości, czyli wypracowanie lepszych parametrów technicznych (np. automatyzacji), technologicznych (np. stabilności napięcia) oraz środowiskowych (np. emisyjności).

Definicja bezpieczeństwa energetycznego znalazła już wcześniej również swoje odzwierciedlenie w ustawie – Prawo energetyczne jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Wśród elementów bezpieczeństwa energetycznego istotne miejsce zajmuje zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Przełożenie zamierzeń rządowych sprecyzowanych w „PEP 2030” na oddziaływanie impulsów regulacyjnych w latach 2019-2020 zostało poddane ciągłemu monitoringowi 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.

1.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

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. Ponadto pozyskano informacje od pięciu największych, sieciowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych, dotyczące zapewnienia przez nie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy z OSP w utrzymaniu należytego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV – w świetle spoczywającego na nich obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne. Bazując na danych pomiarowych z pracy KSE, dotyczących bilansu mocy w systemie w 96 kwadransach każdej doby z lat 2019-2020, poniżej zaprezentowano analizę głównych wielkości wchodzących w skład tego bilansu – ze wskazaniem na nadwyżkę mocy do dyspozycji OSP, stanowiącą o efekcie zrównoważenia krajowego zapotrzebowania na moc – uznając je jednocześnie za kluczowe parametry do zajęcia stanowiska w kwestii dostarczania energii elektrycznej do odbiorców na poziomie bezpiecznym.

Monitorowanie poziomu mocy zainstalowanej oraz mocy osiągalnej w KSE

Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne, OSP realizuje obowiązek dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz mocą jednostek wytwórczych, o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV. Prowadząc bilansowanie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, OSP planuje pracę jednostek wytwórczych, uwzględniając m.in. ograniczenia sieciowe oraz parametry techniczne jednostek wytwórczych i ich możliwości regulacyjne. Ze względu na możliwości prowadzenia ruchu, wyróżnione zostały jednostki wytwórcze: centralnie dysponowane (JWCD), które pozostają w dyspozycji OSP oraz niepozostające do jego dyspozycji tzw. nJWCD.

¹⁰⁾ 2 lutego 2021 r. Rada Ministrów zatwierdziła *Politykę energetyczną Polski do 2040 r.* jako nowy dokument strategiczny, wyznaczający kierunki rozwoju dla tego sektora. PEP2040 zastąpiła także Strategię *Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.*

Według danych na koniec 2020 r., operator systemu przesyłowego dysponował następującą strukturą mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych:

Tabela 14. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych w latach 2019-2020

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2019 r.	2020 r.	dynamika zmiany (r/r)	2019 r.	2020 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc elektrowni krajowych	46 799	49 238	5,21%	46 991	49 095	4,48%
w elektrowniach zawodowych	36 674	36 364	-0,85%	36 823	36 357	-1,27%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 346	2 356	0,43%	2 399	2 406	0,29%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	34 328	34 008	-0,93%	34 424	33 951	-1,37%
na węgla kamiennym	23 159	22 747	-1,78%	23 225	22 642	-2,51%
na węgla brunatnym	8 382	8 478	1,15%	8 436	8 546	1,30%
gazowych	2 788	2 782	-0,22%	2 763	2 763	0,00%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	7 490	10 229	36,57%	7 485	10 057	34,36%
w elektrowniach przemysłowych	2 634	2 645	0,42%	2 682	2 681	-0,04%
Moc w JWCD	29 333	29 429	0,33%	29 564	29 197	-1,24%
Moc w nJWCD	17 466	19 810	13,42%	17 427	19 898	14,18%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Nawiązując do powyższych danych (na koniec 2020 r.) należy stwierdzić, że moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 49 238 MW, a moc osiągalna – 49 095 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,21% oraz o 4,48% w stosunku do 2019 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2020 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2019 r. i wyniosła 66,1% (spadek o 2,9 punktu procentowego w stosunku do 2019 r.)

Elektrownie pozostające w dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego posiadały 60 % udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD nieznacznie zmniejszyła się, w stosunku do 2019 r. o 367 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2019 r. zwiększyła się zauważalnie, bo aż o 2 471 MW w porównaniu z 2019 r.

Tendencja wzrostowa w 2020 r., zarówno jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, jak i osiągalną, dotyczyła segmentu źródeł wiatrowych oraz pozostałych odnawialnych, w których nastąpił bardzo znaczący wzrost mocy zainstalowanych o ok. 36,57 % oraz mocy osiągalnej o ok. 34,36 % (zaledwie symboliczny wzrost tych mocy nastąpił także w segmencie elektrowni zawodowych ciepłych zasilanych węglem brunatnym oraz elektrowni zawodowych wodnych).

Spadkowa tendencja utrzymała się w segmencie elektrowni zawodowych zasilanych węglem kamiennym, w których nastąpił spadek mocy zainstalowanych o ok. 1,78% oraz mocy osiągalnej o ok. 2,51%.

Natomiast w 2020 r. zaburzeniu uległa tendencja wzrostowa w przyroście mocy w segmencie źródeł zawodowych ciepłych zasilanych gazem, odnotowując spadek o 0,22% dotyczący mocy zainstalowanej oraz utrzymanie niezmiennego poziomu mocy osiągalnej.

Tabela 15. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2020 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego dnia roboczych)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2019 r.	2020 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	46 298,5	48 063,8	3,81%
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	29 874,9	29 630,6	-0,82%
Zapotrzebowanie na moc	23 082,0	22 424,3	-2,85%
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	26 504,4	26 798,8	1,11%
	25 stycznia 2019 r. godz. 13:15	10 grudnia 2020 r. godz. 13:15	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	5 393,10	3 400,30	-36,95%
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 584,10	11 251,10	-2,87%
	22 kwietnia 2019 r. godz. 5:30	13 kwietnia 2020 r. godz. 02:45	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	17 718,10	18 561,10	4,76%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

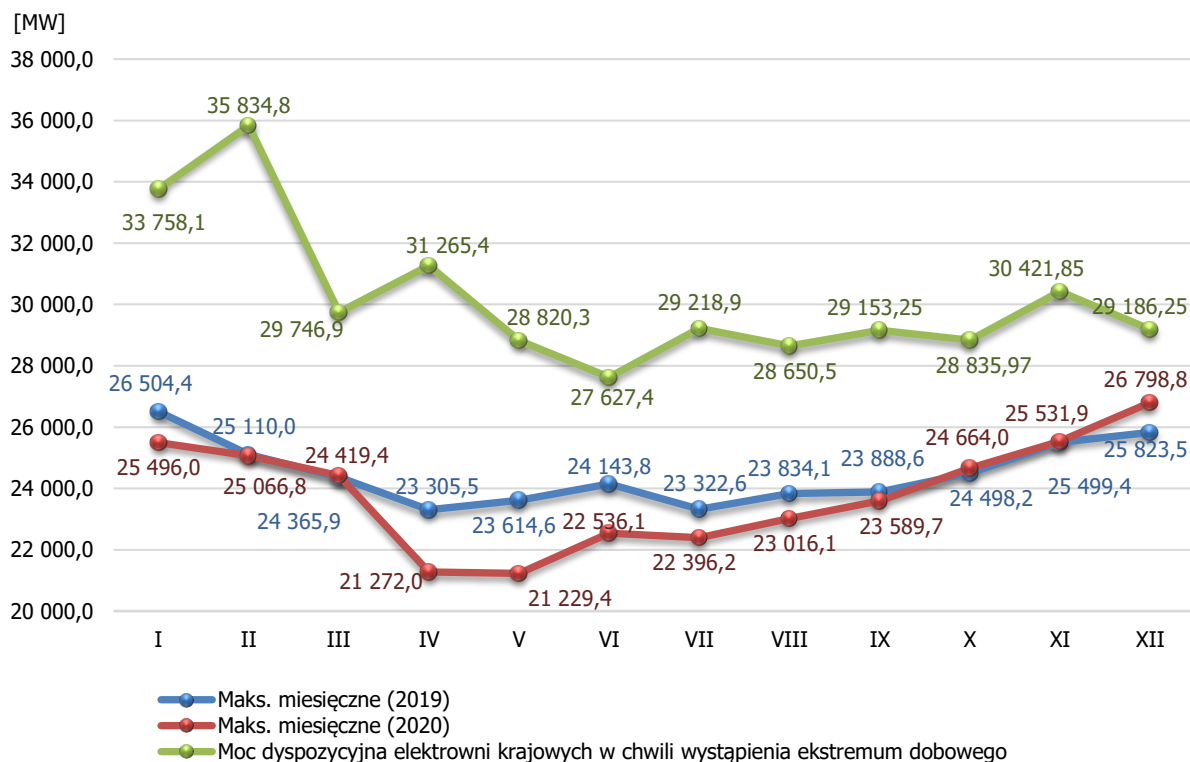
Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się w 2020 r. na poziomie 22 424,3 MW, co oznacza wartość niższą w stosunku do 2019 r. o 2,85%. Natomiast maksymalne zapotrzebowanie na moc wzrosło w 2020 r. do poziomu 26 798,8 MW, co oznacza roczny wzrost o 1,11%.

Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

W 2020 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 22 424,3 MW, co stanowiło spadek o ok. 2,85% w stosunku do 2019 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 26 798,8 MW, co stanowi wzrost o ok. 1,11% w stosunku do 2019 r.

Na poniższym rysunku odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2020 r. w porównaniu z referencyjnymi wielkościami sprzed roku. Dodatkowo zaprezentowano wielkość mocy dyspozycyjnej dla OSP odpowiadającej chwili wystąpienia w danym miesiącu dziennego ekstremum.

Rysunek 15. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2019-2020

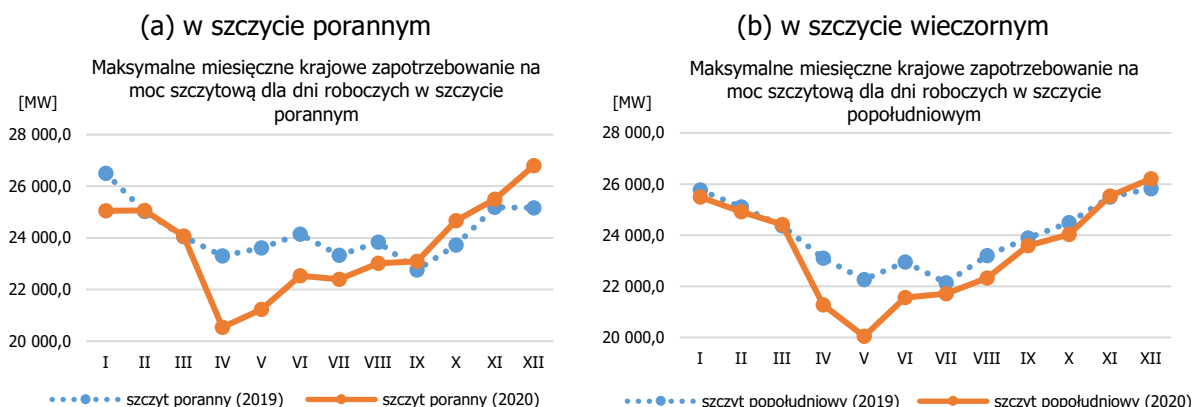


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego wykresu, zapotrzebowanie na moc szczytową w 2020 r. pozostawało na poziomie niższym niż rok wcześniej (za wyjątkiem okresu: listopad-grudzień), głównie z uwagi na ograniczenia w działalności gospodarki, spowodowane ogłoszeniem na terenie kraju stanu epidemii w związku z rozprzestrzenianiem się na terenie Polski zakażeń koronawirusem SARS-CoV-2 (w okresie późnojesiennym zwiększone zapotrzebowanie szczytowe w efekcie „odblokowania” wybranych segmentów gospodarki).

Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i wieczornych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rysunkach poniżej.

Rysunek 16. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w wartościach odpowiadających ekstremum zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2020 r. w odniesieniu do 2019 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Zauważalny spadek krajowego zapotrzebowania na moc szczytową, zarówno w szczycie porannym, jak i popołudniowym, w odniesieniu do odpowiednich reprezentatywnych miesięcy w 2019 r. nastąpił w okresie kwiecień-czerwiec 2020 r. w efekcie wprowadzonych ograniczeń w działalności gospodarczej przedsiębiorstw, w związku z epidemią COVID-19.

Nadmienić należy, że 10 grudnia 2020 r. miało miejsce największe w historii KSE zapotrzebowanie na moc w wysokości 26 798,8 MW (w szczycie porannym).

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2020 r. w Polsce zostało wyprodukowane 152 308 GWh energii elektrycznej, tj. o 6 459 GWh (4,07%) mniej w porównaniu z rokiem poprzednim. Z kolei zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło również niższy poziom w porównaniu z rokiem poprzednim wynoszący 165 532 GWh, co daje spadek o 2,28%. Wybrane dane dotyczące produkcji i zużycia energii elektrycznej przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 16. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2019-2020

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania	
	2019 r.	2020 r.	dynamika*	2019 r.	2020 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	158 767	152 308	-4,07%	100%	100%
w elektrowniach zawodowych	134 245	126 137	-6,04%	84,55%	82,82%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 454	2 698	9,94%	1,55%	1,77%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	131 791	123 439	-6,34%	83,01%	81,05%
na węglu kamiennym	78 190	71 546	-8,50%	49,25%	46,97%
na węglu brunatnym	41 502	37 969	-8,51%	26,14%	24,93%
gazowych	12 099	13 924	15,08%	7,62%	9,14%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	14 344	16 372	14,14%	9,03%	10,75%
w elektrowniach przemysłowych	10 178	9 799	-3,72%	6,41%	6,43%
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	169 391	165 532	-2,28%	-	-

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2020 r. nie pokryła zużycia krajowego, należy zwrócić uwagę na dalszą kontynuację trendu z rosnącym udziałem importu energii elektrycznej w tym okresie.

W 2020 r. dominujący wolumen, bo aż 82,82% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 81,05% energii, a jedynie 1,77% z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii pozostał praktycznie niezmienny (6,43%).

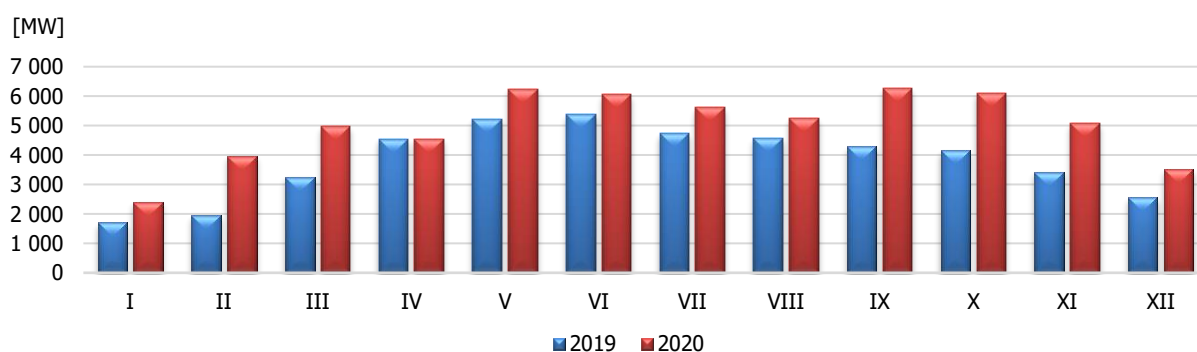
Jako że najważniejsza grupa elektrowni ciepłych zawodowych wygenerowała zauważalnie mniej energii niż rok wcześniej (spadek o 6,34%), to na uwagę zasługuje znaczne ograniczenie produkcji w podsegmencie wytwórców w oparciu o węgiel brunatny (spadek produkcji energii o 8,51%) i kamienny (spadek produkcji energii o 8,50%), zrekompensowane częściowo (co do wolumenu) przez wzrost wytwarzania w oparciu o paliwo gazowe (wzrost o 15,08%).

Na uwagę zasługuje dalszy wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE o 14,14%.

Monitorowanie ubytków

Na poniższych rysunkach zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD odpowiadające dobowym szczytom obciążenia dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2019 r. i 2020 r.

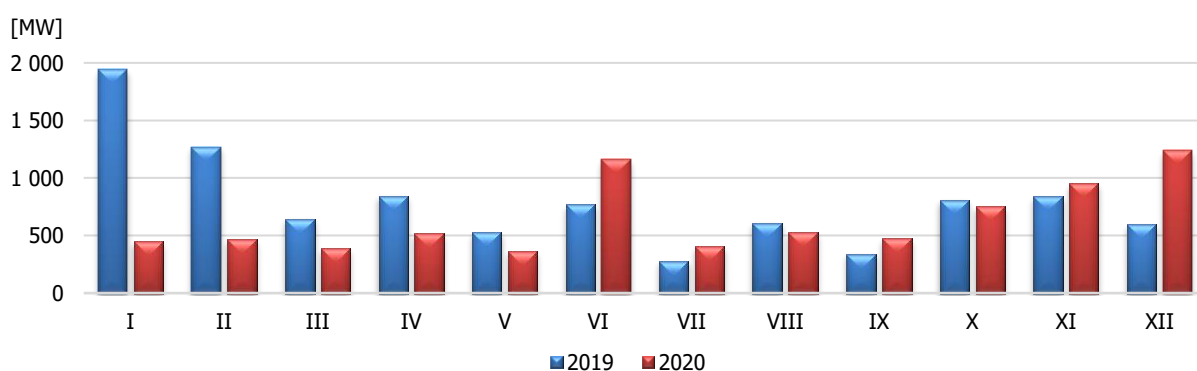
Rysunek 17. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2020 r. kształtowały się na średnich poziomach powyżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2019 r.

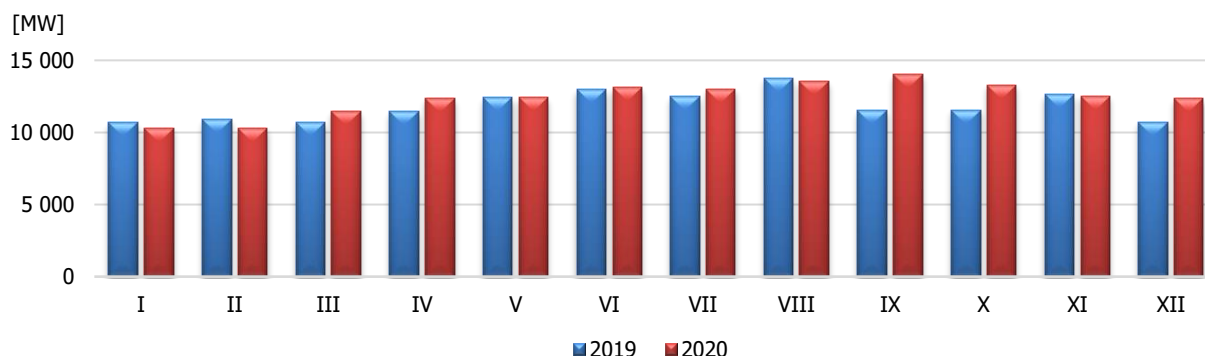
Rysunek 18. Ubytki spowodowane awariami



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w okresie styczeń-maj 2020 r. ukształtowały się na średnim poziomie znacznie niższym niż w 2019 r., przy zmiennej tendencji w miesiącach letnich oraz wczesnojesiennych, z jednoczesnym wskazaniem na wzrost tych awarii w końcu 2020 r.

Rysunek 19. Ubytki pozostałe (z uwzględnieniem m.in eksploatacyjnych oraz spowodowanych warunkami pracy sieci)



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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 2020 r. niż w analogicznym okresie rok wcześniej, za wyjątkiem okresu styczeń-luty 2020 r.

Monitorowanie awarii sieciowych

W 2019 r. w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego poinformował natomiast o zaistnieniu kilku awarii systemowych i sieciowych w systemie przesyłowym o znaczących skutkach. Zgodnie z przedstawioną informacją:

- 22 maja 2019 r. o godz. 17:09 samoczynnie z nieznanymi przyczynami wyłączyła się linia 110 kV Gdańsk I (własność PSE S.A.) – Rutki (linia promieniowa). Obchód linii nie wykazał uszkodzeń. Wyłączenie to spowodowało ograniczenia u odbiorców ENERGA S.A. O/Gdańsk w wysokości 10 MW w godz. 17:09-17:40. Ograniczenia zlikwidowano przez załączenie linii SN.
- 7 września 2019 r. o godz. 16:36 w stacji Konin (własność PSE S.A.) samoczynnie wyłączył się system II 110 kV wraz z dalszymi elementami. Przyczyną zakłócenia był uszkodzony izolator wsporczy fazy L2 w polu linii 110 kV Ślesin w rozdzielni 110 kV Konin. Wyłączenie systemu spowodowało ograniczenia u odbiorców ENERGA S.A. O/Gdańsk w wysokości 14,1 MW w godz. 16:36-16:50 oraz 7 MW w godz. 16:50-17:09.

Według informacji udzielonej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w 2020 r. w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

W ramach monitoringu awarii sieciowych na obszarach działania przedsiębiorstw energetycznych Prezes URE zwrócił się również do pięciu największych OSD o udzielenie informacji na temat przerw w dostawach energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej spowodowanych awariami sieciowymi, wynikłymi z przyczyn technicznych oraz od nich niezależnymi, wraz z podaniem w sposób skrótowy ich przyczyn, zakresu oraz sposobu i czasu przywracania dostaw energii elektrycznej wraz z podaniem ilości niedostarczonej energii elektrycznej. Poniżej zaprezentowano skrótowe zestawienie najbardziej znaczących awarii sieciowych z obszarów działalności poszczególnych OSD, według relacji stron.

1) innogy Stoen Operator Sp. z o.o. – na obszarze działania spółki:

a) w 2019 r. nie wystąpiły awarie o charakterze rozległym, natomiast w związku z dużą liczbą prowadzonych prac ziemnych i budów na terenie Warszawy odnotowano sporą liczbę awarii spowodowanych uszkodzeniami mechanicznymi kabli nN oraz SN. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:

- 11 marca w stacji RPZ Zachodnia wyłączył się transformator nr 2 110/15 kV po stronie 15 kV. Bez napięcia pozostała sekcja 4 15 kV. Przyczyną awarii było uszkodzenie kabla 15 kV RPZ Zachodnia-RSM Krakowska, objęła ona 21 tys. odbiorców, niedostarczona energia – 3 448 kWh;

- 17 maja w stacji RPZ Bródno wyłączył się transformator nr 1 110/15 kV po stronie 15 kV uzwojenie A (w tym czasie transformator nr 2 był planowo trwale wyłączony). Przyczyną awarii było zerwanie mechaniczne kabla pomiędzy RPZ Bródno i RSM Grodzieńska na budowie metra. Awaria objęła 31,5 tys. odbiorców, niedostarczona energia – 13 073 kWh;
 - 4 czerwca w stacji RPZ Bemowo wyłączył się transformator nr 1 110/15 kV. Przyczyną awarii było uszkodzenie przepustu 15 kV na transformatorze nr 1 uzwojenie A. Awaria objęła 10 tys. odbiorców, niedostarczona energia – 1 780 kWh;
 - 17 lipca w stacji RPZ Zachodnia wyłączył się transformator nr 2 110/15 kV w wyniku zadziałania zabezpieczenia temperaturowego. Przyczyną awarii była usterka po stronie zabezpieczeń. Awaria objęła 28,2 tys. odbiorców, niedostarczona energia – 18 166 kWh,
- b) w 2020 r. do najistotniejszych (w skutkach) należały:
- 8-28 stycznia w stacji RSM Grodzieńska wyłączono cały RSM. Przyczyną awarii był pożar w pomieszczeniu potrzeb własnych. Awaria objęła 15,2 tys. klientów, niedostarczona energia – 6 621 kWh;
 - 7 maja w stacji RPZ Białółka wyłączył się transformator nr 1 110/15 kV. Przyczyną awarii było zwarcie spowodowane przez operatora pompy od betoniarki do przewodów linii napowietrznej przy ul. Smugowej. Awaria objęła 8,3 tys. klientów, niedostarczona energia – 2 929 kWh;
 - 30 września w stacji RPZ Targówek wyłączył się transformator nr 1B 110/15 kV. Przyczyną awarii było zerwanie mechaniczne kabla pomiędzy stacjami RPZ Targówek i 9633. Awaria objęła 9,2 tys. klientów, niedostarczona energia – 2 942 kWh.
- 2) Enea Operator Sp. z o.o. – na obszarze jej działania:
- a) w 2019 r. wystąpiło 14 zdarzeń w sieci WN, 17 114 zdarzeń w sieci SN oraz 26 392 zdarzeń w sieci niskiego napięcia. Do najistotniejszych (w skutkach) należała 1 awaria masowa: 30 września na terenie działania tego dystrybutora przeszły gwałtowne wiatry i burze. W ich wyniku doszło do wyłączenia 8 linii wysokiego napięcia 110 kV oraz 218 linii SN. Jeden Główny Punkt Zasilający został pozbawiony zasilania. W kulminacyjnym momencie (30 września ok. godz. 14:00) awaryjnie wyłączone były 2 874 stacje SN/nN, co skutkowało pozbawieniem dostaw ponad 91 tys. odbiorców. 1 października ok. godz. 6:00 bez zasilania pozostawało poniżej 1 tys. odbiorców. Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w 2019 r. dla spółki wynosi ok. 8 226 MWh,
- b) w 2020 r. wystąpiło 125 zdarzeń w sieci WN, 22 213 zdarzeń w sieci SN oraz 20 934 zdarzenia w sieci niskiego napięcia. W porównaniu do roku poprzedniego, rok 2020 na terenie Enea Operator charakteryzował się występowaniem znacznie mniej gwałtownych burz i niekorzystnych zjawisk pogodowych. Operator prowadził bezpośredni nadzór operatorski w zakresie utrzymania gotowości jednostek i komórek organizacyjnych (służby dyspozytorskie, Posterunki Energetyczne) celem podjęcia zadań związanych z niezwłocznym usuwaniem skutków awarii. Przedsiębiorstwo nie zgłosiło przypadku wystąpienia awarii masowej na obszarze prowadzonej działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
- Szacunkowa suma energii elektrycznej niedostarczonej w 2020 r. dla spółki wynosi ok. 4 661 MWh.
- 3) ENERGA-OPERATOR S.A.:
- a) w 2019 r.:
- w sieci dystrybucyjnej obejmującej linie 110 kV odnotowano 374 zdarzenia, które spowodowały wyłączenia poszczególnych jej elementów. W zdecydowanej większości przypadków (262) były to zdarzenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową (samoczynne ponowne załączenie). Pozostała część zdarzeń (112) to wyłączenia trwałe, spowodowane działaniem zabezpieczeń lub prewencyjnym wyłączeniem linii przez dyspozytora. Spośród wszystkich wyłączeń trwałych w 7 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 40 przypadkach przyczyną wyłączeń były drzewa powodujące zwarcia i trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej;
 - zarejestrowano awaryjne wyłączenia transformatorów WN/SN spowodowanych głównie:
 - uszkodzeniami aparatury i osprzętu w polach transformatorów (izolatory, przekładniki, ograniczniki przepięć, oszynowanie pola);
 - działaniem zabezpieczeń temperaturowych, gazowo przepływowych;
 - odnotowano zaistnienie w sieci dystrybucyjnej SN i nN:
 - 10 1821 zdarzeń awaryjnych w sieci SN, skutkujących niedostarczeniem ok. 2 251 382 kWh energii elektrycznej;
 - 43 452 zdarzeń awaryjnych w sieci nN, skutkujących niedostarczeniem ok. 518 226 kWh energii elektrycznej,

b) w 2020 r.:

- w sieci dystrybucyjnej 110 kV odnotowano 428 zdarzenia, które spowodowały wyłączenia poszczególnych jej elementów. W zdecydowanej większości (254 przypadki) były to zdarzenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową (samoczynne ponowne załączenie). Wyłączenia te nie spowodowały przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców. Spośród wszystkich wyłączeń, w 12 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 36 przypadkach przyczyną wyłączeń były drzewa, powodujące zwarcia i sporadycznie trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. W 47 przypadkach awaryjne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców;
- odnotowano zaistnienie w sieci dystrybucyjnej SN i nN:
 - 9 817 zdarzeń awaryjnych w sieci SN, skutkujących niedostarczeniem ok. 2 218 000 kWh energii elektrycznej;
 - 47 487 zdarzeń awaryjnych w sieci nN, skutkujących niedostarczeniem ok. 448 956 kWh energii elektrycznej.

4) TAURON Dystrybucja S.A.:

a) w 2019 r. na terenie działania tego dystrybutora wystąpiły łącznie 62 394 awarie sieciowe wywołujące przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio: sieć dystrybucyjna WN: 122 awarie, sieć dystrybucyjna SN: 27 383 awarie oraz sieć dystrybucyjna nN: 34 889 awarii:

- główną przyczyną wystąpienia przedmiotowych awarii były uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej wywołane przez anomalie pogodowe (silny lub huraganowy wiatr, burze z wyładowaniami) oraz działanie osób trzecich i zwierząt, przy czym w 2019 r. odnotowano ich znaczące nasilenie w stosunku do 2018 r.;
- szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w związku ze wskazanymi awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane) wynosi ok. 4,7 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,3 GWh.

Do najistotniejszych w skutkach awarii sieciowych (o największym zasięgu obszarowym) należały:

- 10-11 marca w związku z huraganowym wiatrem (niż Eberhard), w szczególności na obszarze bielskim, gliwickim, krakowskim oraz tarnowskim wyłączeniami zostało objęte 57 linii WN, 6 744 stacje SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 422 tys. odbiorców;
- 30 września-1 października w związku z silnym wiatrem oraz burzami, w szczególności na obszarze wrocławskim wyłączeniami zostało objęte 13 linii WN oraz 924 stacje SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 54 tys. odbiorców,

b) w 2020 r. wystąpiło łącznie 52 586 awarii sieciowych wywołujących przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio: sieć dystrybucyjna WN: 106 awarii, sieć dystrybucyjna SN: 23 321 awarii oraz sieć dystrybucyjna nN: 29 159 awarii:

- główną przyczyną wystąpienia przedmiotowych awarii były uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej wywołane przez wystąpienie niekorzystnych zjawisk atmosferycznych (burze, obfite opady śniegu, silne wiatry), pogorszenie parametrów elementów sieci elektroenergetycznej w związku z procesem starzenia zmęczeniem mechanicznym materiałów, działaniem osób postronnych np. w trakcie kolizji drogowych i prac budowlanych oraz zwierząt. Natężenie ww. zjawisk w roku 2020 było mniejsze niż w roku poprzednim;
- szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w 2020 r. w związku z wskazanymi awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane) wynosi ok. 3,3 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 0,9 GWh.

Do najistotniejszych w skutkach awarii sieciowych (o największym zasięgu obszarowym) należały:

- 10-11 lutego w związku z silnym wiatrem (orkan Sabina), na całym obszarze dystrybucji wyłączeniami zostało objęte 8 linii WN i 665 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 39 tys. odbiorców;
- 24 lutego w związku z silnym wiatrem (niż Julia), na całym na obszarze dystrybucji wyłączeniami zostało objęte 15 linii WN oraz 1 569 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 83 tys. odbiorców.

5) PGE Dystrybucja S.A.:

a) w 2019 r. wystąpiło łącznie 173 697 awarii. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:

- sieć WN – 62 awarie, sieć SN – 27 791 awarii oraz sieć nN – 145 844 awarii spowodowanych skrajnie niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie energetyczne, działanie osób trzecich oraz zwierząt, mechaniczne uszkodzenia kabli;

- niedostarczona energia z powodu przerw planowanych 4 206,8 MWh oraz z powodu przerw nieplanowanych 13 670,8 MWh. W Oddziale Łódź wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 4 692 MWh,
- b) w 2020 r. wystąpiło łącznie 166 130 awarii. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:
 - sieć WN – 56 awarii, sieć SN – 25 014 awarii oraz sieć nN – 141 060 awarii spowodowanych skrajnie niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie energetyczne, działania osób trzecich oraz zwierząt, mechaniczne uszkodzenia kabli;
 - niedostarczona energia z powodu przerw planowanych 2 927,7 MWh oraz z powodu przerw nieplanowanych 14 117,3 MWh. W Oddziale Łódź wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 4 692 MWh.

Poniżej przedstawiono zestawienie ilości energii niedostarczonej do odbiorców w KSE w trakcie całego 2019 r.

Tabela 17. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w latach 2019-2020 [w MWh]

2019 r.													
Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2019
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	5	0	0	0	5	0	0	0	10
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	119	77	6 207	207	66	190	129	243	1 547	289	38	24	9 136
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	86	71	5 949	194	65	119	115	213	1 436	276	3	0	8 527
RAZEM ograniczenia dostaw energii	119	77	6 207	207	71	190	129	243	1 552	289	38	24	9 146
2020 r.													
Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2020
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	5
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	37	2 720	1 146	6	55	772	133	539	6	1 288	0	254	6 956
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	0	2 715	891	0	28	755	85	504	0	1 111	0	238	6 327
RAZEM ograniczenia dostaw energii	37	2 720	1 146	6	60	772	133	539	6	1 288	0	254	6 961

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców w 2019 r. wystąpiły w marcu oraz we wrześniu, natomiast w 2020 r. – w lutym.

Monitorowanie rezerw

Zgodnie z obowiązującymi w 2019 r. standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów IRiESP, na etapie planowania pracy systemu przez OSP:

- moce wytwórcze w JWCD powinny zapewniać rezerwę w stosunku do zapotrzebowania na poziomie 18%, w ramach planów koordynacyjnych dobowych, zgodnie z pkt 4.3.4.18 IRiESP, a ponadto,
- moce wytwórcze w JWCD powinny zapewniać rezerwę nie mniejszą niż 9% planowanego zapotrzebowania dostępną w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (zgodnie z pkt 4.3.4.19 (1) IRiESP) oraz
- planowana rezerwa ujemna, wyznaczana jako nadwyżka całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe nad mocą sumy minimów technicznych JWCD planowanych do pracy i planowanego obciążenia elektrowni nJWCD, powinna wynosić nie mniej niż 500 MW i być dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (zgodnie z pkt 4.3.4.19 (2) IRiESP).

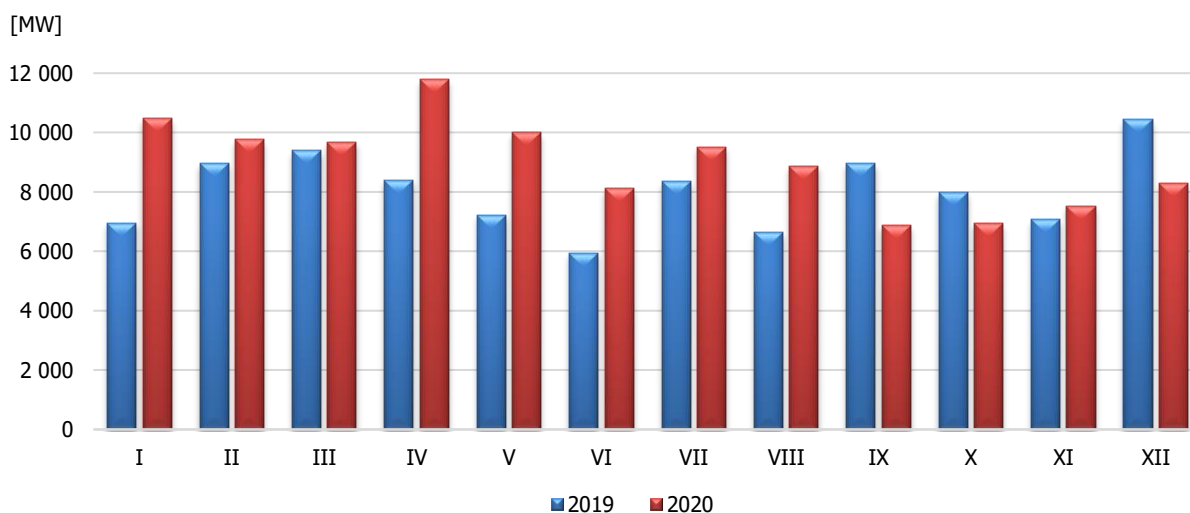
Natomiast w związku z zatwierdzonymi przez Prezesa URE zmianami tej instrukcji, począwszy od 7 kwietnia 2020 r., obowiązywały nowe standardy bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, zgodnie z którymi obliczone, w ramach planowania koordynacyjnego, rezerwy mocy OSP powinny wynosić odpowiednio:

- nie mniej niż 14% planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie d na okres od doby d+2 do doby d+9,
- nie mniej niż 18% planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie d na okres od doby d+10,
- a ponadto dla każdej godziny doby winny być zapewnione następujące wymagania w zakresie rezerwy mocy OSP:
 - sumaryczna planowana rezerwa mocy OSP dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (w przypadku elektrowni interwencyjnych należy uwzględnić ograniczenia czasowe ich pracy) powinna wynosić nie mniej niż 9% planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe (zgodnie z pkt 4.3.4.11 (1) IRiESP) oraz
 - planowana rezerwa ujemna, wyznaczana jako nadwyżka całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe nad mocą sumy minimów technicznych Jednostek Grafikowych aktywnych: JGWa, JGMa, JGFWa i JGPVa planowanych do pracy i planowanego obciążenia jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym, powinna wynosić nie mniej niż 500 MW i być dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (zgodnie z pkt 4.3.4.11 (2) IRiESP).

W rezultacie porównania średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2020 r. stwierdzono znaczący wzrost tych rezerw o ok. 11,9% w stosunku do 2019 r., do poziomu 8 987 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 2020 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 20. Średnie miesięczne rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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

Tabela 18. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc w 2019 r.

ROK 2019	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	25-01-2019 13:15	26 504,4	5 726	21,61	01-01-2019 02:15	13 914,9	17 272	124,12
Luty	05-02-2019 17:45	25 110,0	8 052	32,07	03-02-2019 04:45	14 934,4	14 791	99,04
Marzec	01-03-2019 18:45	24 365,9	8 027	32,95	24-03-2019 05:45	14 231,1	14 218	99,91
Kwiecień	12-04-2019 13:15	23 305,5	7 623	32,71	22-04-2019 05:30	11 584,1	18 638	160,89
Maj	15-05-2019 13:15	23 614,6	6 536	27,68	19-05-2019 05:30	12 493,1	14 052	112,48
Czerwiec	26-06-2019 13:15	24 143,8	3 766	15,60	23-06-2019 05:00	12 301,2	13 340	108,45
Lipiec	01-07-2019 13:15	23 322,6	6 622	28,39	14-07-2019 05:30	12 816,5	15 697	122,47
Sierpień	29-08-2019 13:15	23 834,1	4 505	18,90	04-08-2019 05:45	12 138,0	14 553	119,90
Wrzesień	26-09-2019 19:45	23 888,6	7 028	29,42	08-09-2019 06:00	12 901,5	13 786	106,85
Październik	30-10-2019 18:45	24 498,2	7 622	31,11	13-10-2019 04:30	13 827,4	16 531	119,55
Listopad	26-11-2019 17:45	25 499,4	6 004	23,55	03-11-2019 03:00	13 869,8	14 560	104,98
Grudzień	12-12-2019 17:15	25 823,5	7 764	30,07	26-12-2019 04:00	12 565,9	19 680	156,62

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 26 czerwca 2019 r. (15,60%). Na uwagę zasługuje także wybrany przypadek wystąpienia zwiększonego zapotrzebowania na moc (pojedyncze przedziały godzinowe) w szczycie porannym, dla którego udało się utrzymać osiemnastoprocentowy bufor rezerw w stosunku do zapotrzebowania – bliski granicznemu – tj. w sierpniu 2019 r.

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 26 grudnia 2019 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

W 2019 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 2019 r. występowały przedziały czasowe, w których wystąpił krótkookresowy (poniżej jednej godziny) spadek rezerwy mocy w stosunku do zapotrzebowania na tę moc, poniżej poziomu referencyjnego 9%. Przykładowo, 28 maja 2019 r. (w szczycie porannym o godz. 11:00) stosunek rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) do zapotrzebowania na tę moc w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na tę moc szczytową wynosił 4,5%, z kolei 17 września 2019 r. (w szczycie popołudniowym o godz. 19:45) osiągnął on wartość 6,9%.

Tabela 19. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc w 2020 r.

ROK 2020	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	23-01-2020 18:00	25 496,0	9 044	35,47	01-01-2020 05:00	12 986,3	20 845	160,51
Luty	06-02-2020 14:15	25 066,8	11 472	45,76	02-02-2020 02:45	14 824,4	18 252	123,12
Marzec	04-03-2020 20:30	24 419,4	9 266	37,94	29-03-2020 04:15	13 563,0	15 399	113,54
Kwiecień	01-04-2020 21:00	21 272,0	12 391	58,25	13-04-2020 02:45	11 251,1	19 343	171,93
Maj	06-05-2020 12:45	21 229,4	9 505	44,77	10-05-2020 06:45	11 814,9	15 888	134,48
Czerwiec	17-06-2020 14:15	22 536,1	8 399	37,27	07-06-2020 05:30	12 011,8	14 818	123,36
Lipiec	02-07-2020 14:15	22 396,2	9 450	42,19	12-07-2020 06:00	11 807,1	15 239	129,07
Sierpień	10-08-2020 14:15	23 016,1	7 787	33,83	02-08-2020 06:30	11 917,6	14 629	122,75
Wrzesień	29-09-2020 20:30	23 589,7	8 377	35,51	06-09-2019 07:00	12 656,7	14 379	113,60
Październik	13-10-2020 13:15	24 664,0	6 587	26,71	29-10-2020 02:45	13 600,0	12 424	91,35
Listopad	30-11-2020 16:45	25 531,9	5 840	22,87	01-11-2020 06:45	14 170,8	15 679	110,65
Grudzień	10-12-2020 13:15	26 798,8	3 753	14,00	25-12-2020 05:15	13 221,8	19 647	148,60

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 10 grudnia 2020 r. (14,00%).

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 1 stycznia 2020 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

W 2020 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 2020 r. występowały przedziały czasowe, w których wystąpił krótkookresowy (poniżej jednej godziny) spadek rezerwy mocy w stosunku do zapotrzebowania na tę moc, poniżej poziomu referencyjnego 9%. Przykładowo, 28 grudnia 2020 r. (w szczycie porannym o godz. 12:45) stosunek rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) do zapotrzebowania na tę moc w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na tę moc szczytową wynosił 7,8%, z kolei 4 marca 2020 r. (w szczycie popołudniowym o godz. 19:45) osiągnął on wartość 7,6%.

Ocena nadwyżki mocy dostępnej dla osp

Jako parametr stanowiący o efekcie zrównoważenia krajowego zapotrzebowania na moc w kwestii bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej wskazano nadwyżkę mocy do dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Analizując poziom tej nadwyżki w kontekście zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym należy stwierdzić, że z punktu widzenia wartości z Planu Koordynacyjnego Roczno (PKR) dla roku 2019, została ona zaplanowana na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE za wyjątkiem okresu styczeń-marzec oraz maja, 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 20. Uproszczony roczny bilans mocy 2019 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

Szczyt	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych dostępna dla OSP	30 376	29 992	28 545	27 770	26 742	27 052	28 339	28 045	28 002	29 934	31 756	33 748
Krajowe zapotrzebowanie na moc	25 855	25 465	24 538	23 124	22 750	22 900	23 100	23 000	23 691	24 465	25 821	26 188
Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	4 522	4 527	4 007	4 647	3 992	4 152	5 239	5 045	4 312	5 469	5 935	7 560
Wymagana przez OSP nadwyżka mocy (18% zapotrzebowania)	4 654	4 584	4 417	4 162	4 095	4 122	4 158	4 140	4 264	4 404	4 648	4 714
Różnica pomiędzy dostępną i wymaganą przez OSP nadwyżką mocy	-132	-56	-410	484	-103	30	1 081	905	47	1 065	1 287	2 846

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z kolei dla 2020 r., nadwyżka mocy dostępna dla OSP również została zaplanowana na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE za wyjątkiem okresu wrzesień-październik, 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 21. Uproszczony roczny bilans mocy 2020 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	32 418	31 333	30 194	28 024	27 558	27 870	28 183	28 162	27 842	28 575	31 035	32 835
Zapotrzebowanie do pokrycia przez elektrownie krajowe	26 100	26 100	25 100	23 400	22 900	23 300	23 200	23 300	23 700	24 500	25 800	26 800
Rezerwa mocy OSP	6 318	5 233	5 094	4 624	4 658	4 570	4 983	4 862	4 142	4 075	5 235	6 035
Wymagane rezerwy według IRIESP:												
rezerwa 18% zapotrzebowania	4 698	4 698	4 518	4 212	4 122	4 194	4 176	4 194	4 266	4 410	4 644	4 824
rezerwa 14% zapotrzebowania	3 654	3 654	3 514	3 276	3 206	3 262	3 248	3 262	3 318	3 430	3 612	3 752
rezerwa 9% zapotrzebowania	2 349	2 349	2 259	2 106	2 061	2 097	2 088	2 097	2 133	2 205	2 322	2 412
Różnica pomiędzy dostępną i wymaganą przez OSP nadwyżką mocy (przyjęto 18% dla koordynacyjnego planowania długoterminowego)	1 620	535	576	412	536	376	807	668	-124	-335	591	1 211

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym, z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych w latach 2019-2020, kształtował się na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia funkcjonowania KSE (zgodnie z wymaganym w IRIESP marginesem bezpieczeństwa). Niemniej należy jednak zwrócić uwagę, że w przypadku zastosowania w analizie wartości zapotrzebowania na moc z dobowego szczytu z dni roboczych, występowały ujemne rezerwy w nadwyżce mocy dostępnej ponad wymaganą przy szczytowych

zapotrzebowania KSE na tę moc (w 2019 r. – czerwiec, w 2020 r. – grudzień), osiągające wartości poniżej poziomu zaplanowanego w PKR tj. poniżej 18% zapotrzebowania, co oznacza, że operator w procesie sterowania bezpieczeństwem pracy systemu musiał podjąć odpowiednie środki zaradcze, adekwatne do większego zakresu ryzyka możliwego do zaistnienia.

1.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2019-2020 przez OSP i OSD¹¹⁾

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE z wyłączeniem przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii. Prezes URE uzgadniając plany rozwoju weryfikuje przede wszystkim ich zgodność z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz z założeniami polityki energetycznej państwa, współpracując przy tym z właściwymi miejscowo zarządami województw, a także uzgadnia nakłady inwestycyjne w takiej wysokości, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

Tabela 22. Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2019 r. [mln zł]	Wykonanie 2020 r. [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	8 248	7 443

Źródło: URE.

1.5.2.1. Operator systemu przesyłowego

W lutym 2019 r., stosownie do art. 16 ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, został uzgodniony z Prezesem URE Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027 (PRSP 2018-2027), przedłożony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A.

Uwzględniając fakt, że od czasu sporządzenia i uzgodnienia obowiązującego PRSP 2018-2027, weszły w życie nowe regulacje prawne (a także zostały zaprezentowane projekty nowych regulacji na poziomie, zarówno unijnym, jak i krajowym, mające istotny wpływ na cały sektor energetyczny w Polsce), tj.:

- 1) rozporządzenia i dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w ramach tzw. *Pakietu Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków*, które weszły w życie 4 lipca 2019 r. i obowiązują od 1 stycznia 2020 r., a także
- 2) kluczowe, krajowe dokumenty sektorowe wyznaczające kierunek zmian w KSE:
 - Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.;
 - Projekt Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030,

w styczniu 2020 r. PSE S.A. przekazała celem uzgodnienia z prezesem URE kolejną edycję planu rozwoju obejmującą lata 2021-2030 (aktualizacją danych objęto okres 2021-2027 odnoszący się do ostatnio uzgodnionego – i obecnie obowiązującego – PRSP 2018-2027, natomiast nową projekcją objęto okres 2028-2030). Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 został uzgodniony w maju 2020 r.

¹¹⁾ Przedstawione w niniejszym punkcie dane pochodzą z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz sprawozdań z wykonania planów rozwoju za lata 2019-2020.

Majątek spółki

Według stanu na 31 grudnia 2020 r., w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieci przesyłowej OSP wchodziło ponad 281 linii elektroenergetycznych o łącznej długości ponad 15 427,39 km (w przeliczeniu na 1 tor), gdzie:

1) 15 294,4 km stanowiły linie elektroenergetyczne napowietrzne o napięciu znamionowym, według zestawienia:

- 750 kV: 114,2 km;
- 400 kV: 7 725,2 km;
- 220 kV: 7 379,8 km;
- 110 kV: 75,2 km

oraz

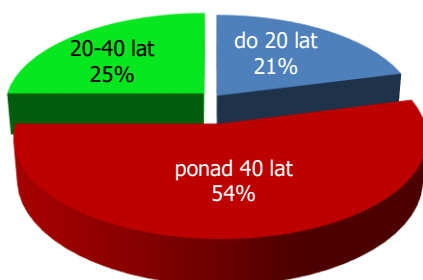
2) 133,03 km stanowiły linie elektroenergetyczne kablowe o napięciu znamionowym, według zestawienia:

- 450 kV: 127 km (podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja o całkowitej długości 254 km, z czego 127 km należy do PSE S.A.);
- 220 kV: 3,3 km;
- 110 kV: 2,8 km.

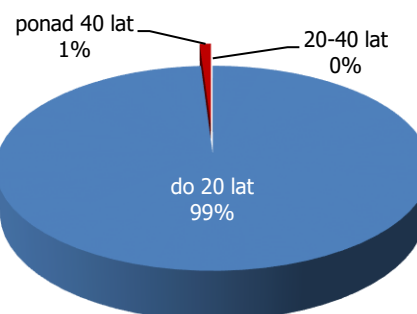
Dodatkowo OSP posiadał 109 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć i 63,717 GVA mocy transformatorów sieciowych.

Rysunek 21. Majątek OSP

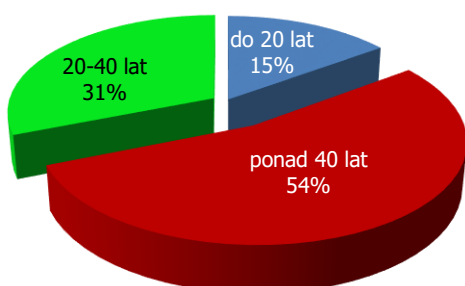
Struktura wiekowa linii napowietrznych



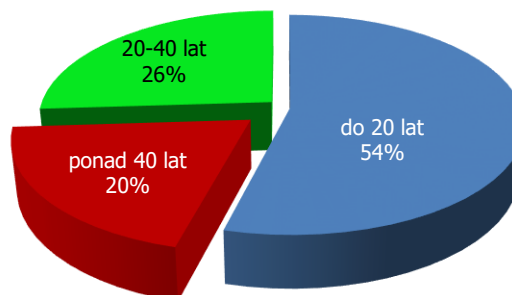
Struktura wiekowa linii kablowych



Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych



Struktura wiekowa mocy transformatorów



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2020 r.

W strukturze wiekowej linii kablowych został uwzględniony kabel prądu stałego o napięciu 450 kV łączący stację Słupsk (Polska) ze stacją Staro (Szwecja).

Tabela 23. Przyrosty zdolności produkcyjnych uzyskane w wyniku prowadzonych zadań inwestycyjnych w latach 2019-2020

Rodzaj urządzeń	Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych	
	2019 r.	2020 r.
Linie napowietrzne 400 kV	19,8 km	716,3 km
Linie napowietrzne 220 kV	-	-
Trakty światłowodowe	508,8 km	1 037,0 km
Transformatory 400/220 kV oraz NN/110 kV	1 280 MVA	2 840 MVA
Przesuwniki fazowe 400/220 kV	1 000	-
Urządzenia kompensujące moc bierną	100 Mvar	150 Mvar

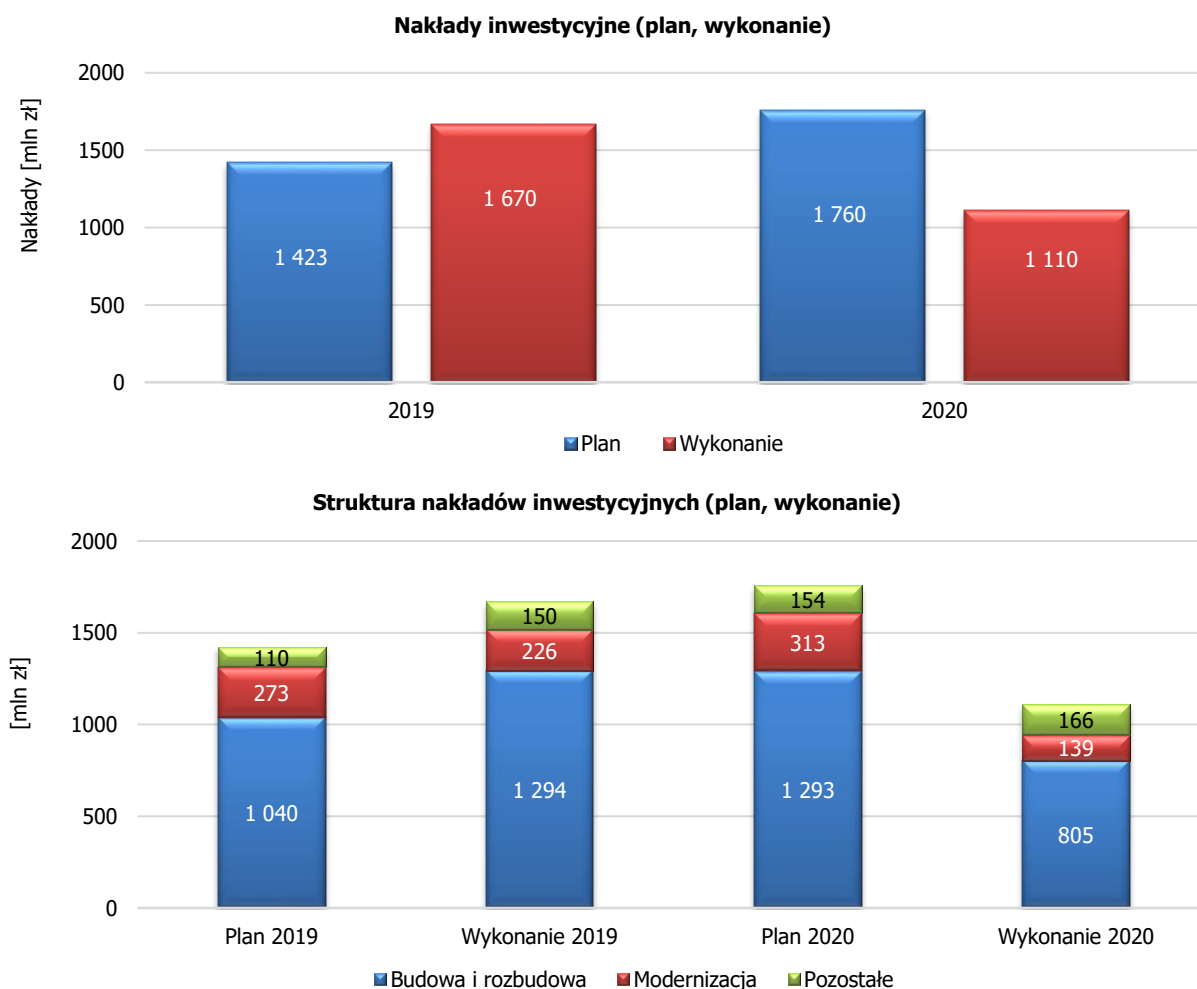
Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za lata 2019-2020.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2019 r. wynosiły 1 422,5 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1 669,9 mln zł, co stanowi 117% planu.

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2020 r. wynosiły 1 759,5 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1 109,6 mln zł, co stanowi zaledwie 63% planu.

Rysunek 22. Nakłady inwestycyjne OSP oraz ich struktura



Źródło: URE.

Zakres rzeczowy środków trwałych wg ważniejszych obiektów przekazanych na majątek OSP w latach 2019-2020

Najważniejsze obiekty sieciowe przekazane na majątek spółki w 2019 r.:

- Linia 400 kV relacji Skawina-nacęcie linii Tarnów-Tucznowa, Rzeszów-Tucznowa (woj. małopolskie),
- Linia 400 kV relacji Mikułowa-Hagenwerder (woj. dolnośląskie),
- Stacja elektroenergetyczna Krajnik (woj. zachodniopomorskie),
- Stacja elektroenergetyczna Skawina (woj. małopolskie),
- Stacja elektroenergetyczna Żydowo Kierzkowo (woj. zachodniopomorskie),
- Stacja elektroenergetyczna Polkowice (woj. dolnośląskie),
- Stacja elektroenergetyczna Mikułowa (woj. dolnośląskie),
- Stacja elektroenergetyczna Joachimów (woj. śląskie),
- Stacja elektroenergetyczna Czarna (woj. dolnośląskie),
- Stacja elektroenergetyczna Piła Krzewina (woj. wielkopolskie),
- Stacja elektroenergetyczna Bydgoszcz Zachód (woj. kujawsko-pomorskie),
- Stacja elektroenergetyczna Ostrów (woj. wielkopolskie),
- Stacja elektroenergetyczna Narew (woj. podlaskie),
- Linia 220 kV relacji Janów-Zgierz-Adamów (woj. łódzkie),
- Linia 220 kV relacji Byczyna-Siersza (woj. śląskie i małopolskie),
- Linia 220 kV relacji Ołtarzew-Mory (woj. mazowieckie).

Najważniejsze obiekty sieciowe przekazane na majątek spółki w 2020 r.:

- Linia 400 kV relacji Gdańsk Przyjaźń – Żydowo Kierzkowo (woj. pomorskie i zachodniopomorskie),
- Linia 400 kV relacji Jasiniec – Grudziądz Węgrowo (woj. kujawsko-pomorskie),
- Linia 400 kV relacji Narew – Siedlce Ujrzanów, Stanisławów – Kozienice, Stanisławów – Siedlce Ujrzanów (woj. mazowieckie),
- Linia 400 kV relacji Żydowo Kierzkowo – Słupsk (woj. pomorskie i zachodniopomorskie),
- Linia 400 kV relacji Mikułowa – Czarna (woj. dolnośląskie),
- Linia 220 kV relacji Kielce – Rożki (woj. mazowieckie i świętokrzyskie),
- Linia 400 kV relacji Krajnik – Vierraden (woj. zachodniopomorskie),
- Stacja elektroenergetyczna Jasiniec (woj. kujawsko-pomorskie),
- Stacja elektroenergetyczna Piaseczno (woj. mazowieckie),
- Stacja elektroenergetyczna Wielopole (woj. śląskie),
- Stacja elektroenergetyczna Żydowo Kierzkowo (woj. zachodniopomorskie),
- Stacja elektroenergetyczna Kopanina (woj. śląskie),
- Stacja elektroenergetyczna Leśniów (woj. lubuskie),
- Stacja elektroenergetyczna Siersza (woj. małopolskie),
- Stacja elektroenergetyczna Klikowa (woj. małopolskie),
- Stacja elektroenergetyczna Grudziądz (woj. kujawsko-pomorskie),
- Stacja elektroenergetyczna Krajnik (woj. zachodniopomorskie),
- Stacja elektroenergetyczna Ełk Bis (woj. warmińsko-mazurskie),
- Stacja elektroenergetyczna Olsztyn Mątki (woj. warmińsko-mazurskie),
- Stacja elektroenergetyczna Mościska (woj. mazowieckie),
- Stacja elektroenergetyczna Mikułowa (woj. dolnośląskie).

Projekty inwestycyjne w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych, będące w fazie realizacji w 2020 r. (bez inwestycji w fazie przedinwestycyjnej)

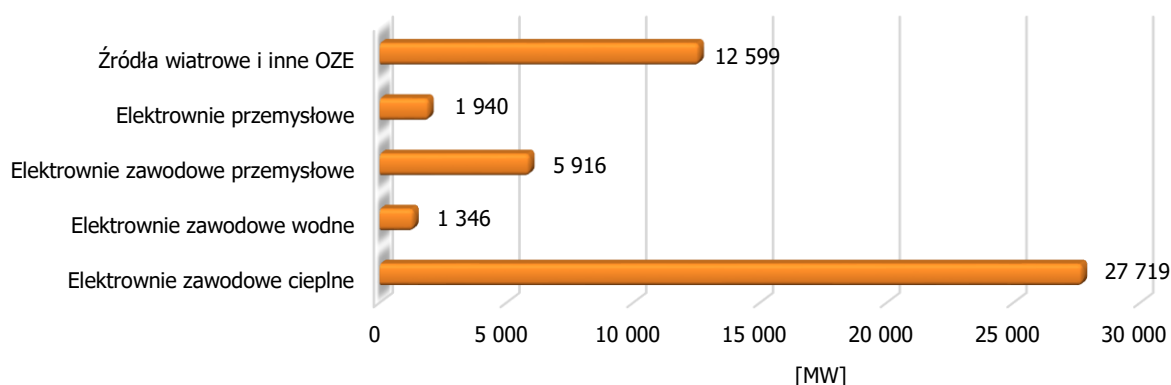
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia bloku nr 11 El. Turów,
- Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/220/110 kV Dunowo wraz z instalacją transformatorów 400/110 kV,
- Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/220/110 kV Dunowo wraz z instalacją transformatorów 400/110 kV,
- Budowa stacji 220/110 kV Praga (Żerań) wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Miłosna-Mory,

- Budowa linii 400 kV wraz ze zmianą układu sieci NN pomiędzy aglomeracją warszawską a Siedlcami (pomiędzy nacięciami linii Stanisławów-Narew, Stanisławów-Siedlce Ujrzanów, Kozienice-Siedlce Ujrzanów),
- Budowa linii 400 kV Kozienice-Miłosna,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Miłosna,
- Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów oraz stacji 400/220/110 kV Ostrołęka oraz z wprowadzeniem do stacji 400(220)/110 kV Wyszaków,
- Budowa stacji 400(220)/110 kV Wyszaków,
- Budowa linii 400 kV Mikułowa-Czarna,
- Budowa linii 400 kV Czarna-Pasikurówice,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla wprowadzenia linii 400 kV,
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikurówice w związku z wprowadzeniem linii 400 kV i wymianą transformatora 400/110 kV,
- Budowa linii 400 kV Piła Krzewina-Plewiska,
- Budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik,
- Budowa stacji 400/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik-Gorzów,
- Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska,
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Baczyna w związku z wprowadzeniem linii 400 kV Baczyna-Plewiska oraz instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Plewiska,
- Budowa linii 400 kV Jasiniec-Grudziądz Węgrowo,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Jasiniec o rozdzielnię 400 kV,
- Budowa linii 400 kV Pątnów-Jasiniec,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Pątnów wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów,
- Budowa linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Słupsk,
- Budowa stacji 400/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z instalacją transformatora 220/110 kV,
- Budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń-Żydowo Kierzkowo,
- Budowa stacji 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z wprowadzeniem jednego toru linii 400 kV Gdańsk Błonia-Żarnowiec,
- Budowa linii 400 kV Grudziądz Węgrowo-Pelplin-Gdańsk Przyjaźń,
- Podwieszenie drugiego toru 400 kV na linii Ostrów-Kromolice wraz z rozbudową stacji 400/110 kV Ostrów i stacji 400/110 kV Kromolice,
- Budowa linii 220 kV Glinki-Reclaw,
- Rozbudowa stacji 110 kV Reclaw o rozdzielnię 220 kV,
- Budowa linii 220 kV Pomorzany-nacięcie linii Krajnik-Glinki,
- Rozbudowa stacji 110 kV Pomorzany o rozdzielnię 220 kV,
- Przebudowa linii 220 kV Krajnik-Glinki,
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Wielopole dla przyłączenia autotransformatora 400/110 kV,
- Budowa linii 400 kV Skawina-nacięcie linii Tarnów-Tuczna, Rzeszów-Tuczna,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Skawina o rozdzielnię 400 kV i 110 kV,
- Rozbudowa i modernizacja stacji 750/400/110 kV Rzeszów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej,
- Budowa linii 400 kV Chełm-Lublin Systemowa,
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Chełm,
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Lublin Systemowa,
- Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Mościska dla przyłączenia linii 110 kV PGE Dystrybucja S.A.

Moc osiągalna źródeł wytwórczych

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2020 r. wynosiła 49 520,2 MW i była większa w stosunku do wartości z 2019 r. o ponad 4 296 MW, co wynika przede wszystkim z przyrostu mocy w segmencie wytwarzania w źródłach odnawialnych. Udział mocy oraz strukturę źródeł wytwarzania przedstawia poniższy rysunek (wielkości mocy brutto, w tym uzyskane na podstawie ankietyzacji sektora wytwórczego przeprowadzonej w styczniu i lutym 2021 r.).

Rysunek 23. Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2020 r.



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2020 r.

1.5.2.2. *Operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności*

Stosownie do art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, pięciu największych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego (którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności), przedłożyło Prezesowi URE następujące sprawozdania z realizacji uzgodnionych – odpowiednio dla obszarów swojego działania – planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną:

- 1) w 2020 r. – sprawozdanie za rok 2019 z wykonania planu rozwoju obejmującego lata 2017-2022,
- 2) w 2021 r. – sprawozdanie za rok 2020 z wykonania planu rozwoju obejmującego lata 2020-2025, będącego nowo uzgodnioną edycją tego dokumentu obejmującego okres sześcioletni tj. 2020-2025, w ramach którego aktualizacją danych objęto okres 2020-2022, natomiast nową projekcją objęto okres 2023-2025 (uzgodnienie w marcu 2020 r.).

Informacje przekazane w ramach corocznych sprawozdań były przedmiotem weryfikacji przez Urząd, celem oceny działalności inwestycyjnej prowadzonej przez największych sieciowych operatorów dystrybucyjnych, w szczególności wskazania obszarów, w których nastąpiła istotna zmiana w odniesieniu do wcześniej uzgodnionego harmonogramu. Dane z wykonania wielkości nakładów zaplanowanych na lata 2019-2020 zostaną wykorzystane w modelu określającym uzasadniony poziom nakładów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych dla lat objętych danym planem rozwoju w taki sposób, aby koszty z nich wynikające mogły stanowić podstawę do kalkulacji taryfy z zachowaniem wymogu, o którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne (plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw).

Corocznie w ramach prowadzonego monitoringu sprawozdań z realizacji planów rozwoju OSD, przeprowadzane są analizy odchyień kosztowych wielkości wykonanych od wielkości planowanych, zgodnie z założeniami obecnie stosowanego modelu oceny i weryfikacji planów rozwoju. W ramach tych analiz oszacowuje się wartościowe odchylenia nakładów inwestycyjnych od zakresu rzeczowego i cen jednostkowych, co umożliwia m.in. identyfikację istotnych odchyień od planu (zarówno w zakresie rzeczowym, jak i finansowym), a także monitorowanie jakości planowania OSD.

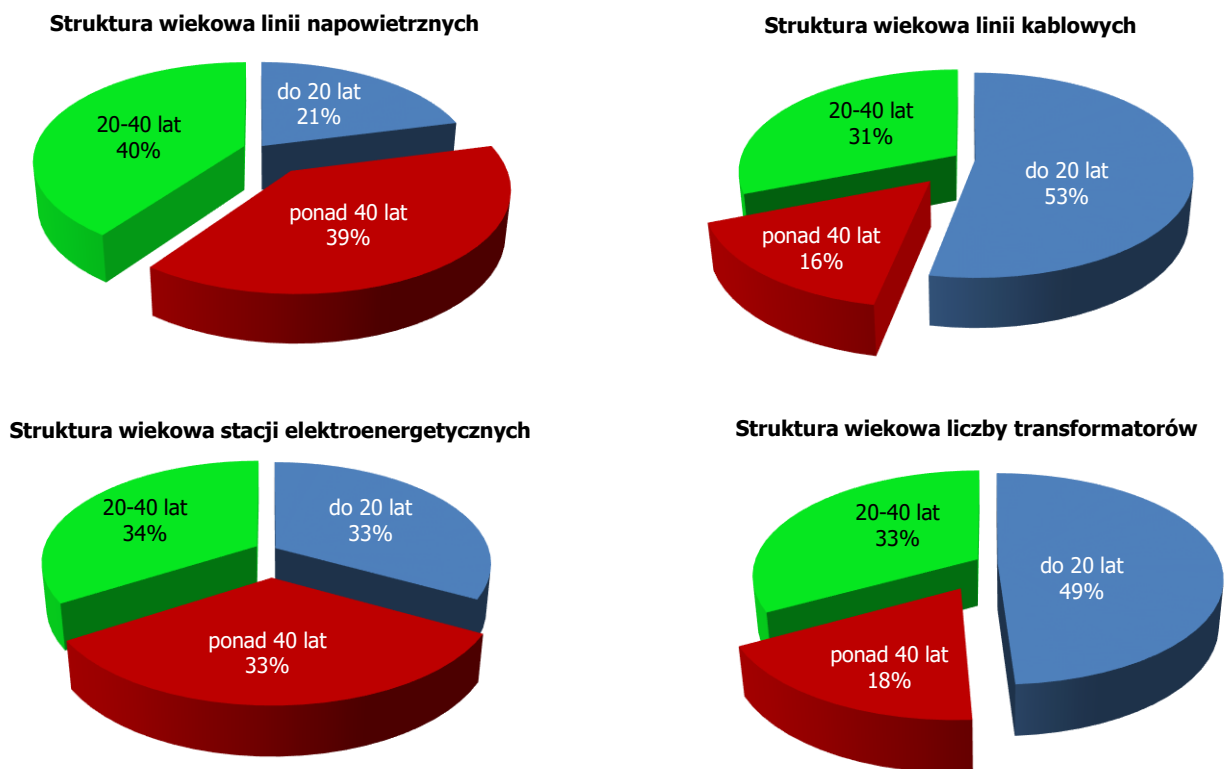
Majątek spółek

Na koniec 2020 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (pięciu największych OSD) wchodziło: 856 135 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 29 568 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 5 266 km),
- 545 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV,

- 217 479 km linii napowietrznych SN (w tym linii 2-torowych 1 031 km),
 - 85 923 km linii kablowych SN,
 - 277 358 km linii napowietrznych nN (w tym linii 2-torowych 4 716 km),
 - 160 278 km linii kablowych nN,
- oraz 264 531 stacji elektroenergetycznych.

Rysunek 24. Majątek OSD



Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów rozwoju za 2020 r.

Nakłady inwestycyjne

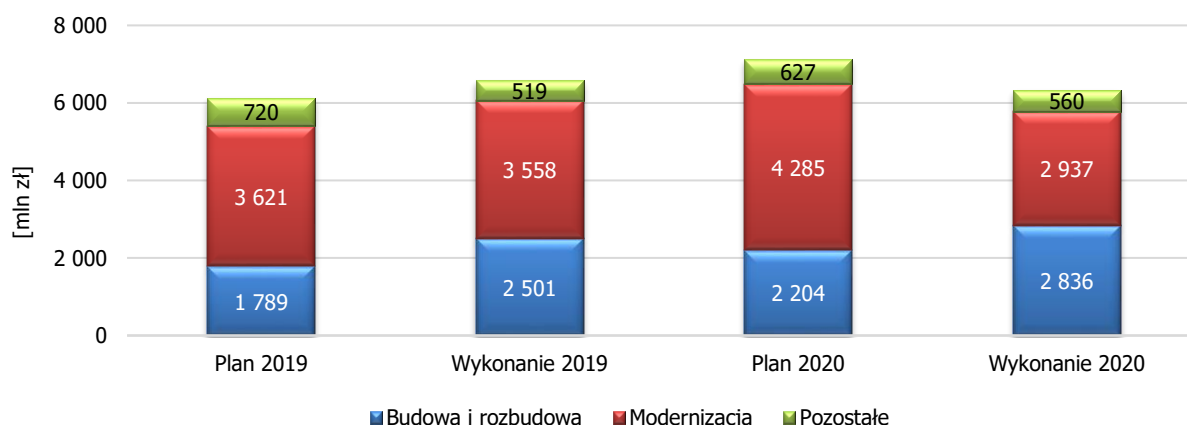
Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2019 r. wynosiły 6 139 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 6 578 mln zł, co stanowi 107% planu.

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2020 r. wynosiły 7 116 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 6 334 mln zł, co stanowi 89% planu.

Rysunek 25. Nakłady inwestycyjne OSD oraz ich struktura



Struktura nakładów inwestycyjnych (plan, wykonanie)



Źródło: URE.

Tabela 24. Szczegółowe dane dotyczące przyłączenia odbiorców i źródeł w latach 2019-2020

	2019 r.	2020 r.
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy nowych odbiorców, zgodnie z umowami [szt.]	150 455	134 363
Moc wykonanych w danym roku przyłączy nowych odbiorców [kW]	4 576 116	3 969 693
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych odbiorców [szt.]	180 281	215 387
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączenia nowych odbiorców [szt.]	293 497	313 827
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych odbiorców [szt.]	290 780	357 983
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy nowych źródeł, zgodnie z umowami [szt.]	472	562
Moc wykonanych w danym roku przyłączy nowych źródeł [kW]	508 636	1 099 052
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych źródeł [szt.]	1 001	1 716
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączenia nowych źródeł [szt.]	2 032	3 939
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych źródeł [szt.]	3 377	6 169

Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów rozwoju OSD za 2020 r.

1.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym

Zgodnie z art. 16 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne projekty planów rozwoju przedsiębiorstw, które wykonując działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dostarczają 50 GWh lub więcej energii rocznie dla 100 lub więcej odbiorców, podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE.

Według danych zawartych w sprawozdaniach z realizacji planów rozwoju przekazanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych prowadzących działalność o charakterze lokalnym, zobowiązanych do uzgodnienia z Prezesem URE planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, poziom nakładów inwestycyjnych poniesionych w 2019 r. przez te przedsiębiorstwa wyniósł ok. 621,8 mln zł (na podstawie danych od 55 przedsiębiorstw) oraz 989,4 mln zł (na podstawie danych od 55 przedsiębiorstw) w 2020 r. Należy zaznaczyć, że prawie 89% i 87% tych kwot stanowiły nakłady poniesione odpowiednio w 2019 r. i 2020 r. przez PKP Energetyka Sp. z o.o.

1.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził w 2020 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2020-2034 wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące 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.

Do wykonania badania wykorzystane zostały opracowane przez URE ankiety, które zostały wypełnione i przesłane przez 69 przedsiębiorstw energetycznych i 11 grup kapitałowych.

Wśród najważniejszych wniosków z przeprowadzonego badania należy wymienić:

- wyniki przeprowadzonej analizy jednoznacznie wskazują na sumaryczne zmniejszenie potencjału wytwórczego badanych podmiotów w 2034 r. w stosunku do 2020 r. Zmniejszenie potencjału wytwórczego badanych podmiotów przy założeniu zrealizowania wszystkich planowanych inwestycji oscyluje w okolicach 4,5 GW tj. o 11%,
- wycofywanie jednostek o wysokim współczynniku dyspozycyjności przy jednoczesnym budowaniu nowych jednostek o zdecydowanie mniejszym współczynniku dyspozycyjności powoduje zmniejszenie dyspozycyjnej mocy w systemie u badanych podmiotów o 10,6 GW, co odpowiada 31%,
- w okresie 2020-2034 zostanie wycofane z eksploatacji 18,8 GW. Największe ubytki mocy występują w latach 2020, 2023 i 2025,
- największy udział w wycofywanych mocach wytwórczych według technologii paliwowej stanowią jednostki na węgiel kamienny (68,09%) i węgiel brunatny (28,23%),
- istotną przyczyną wycofywania jednostek jest brak wsparcia mechanizmów mocowych oraz brak efektywności ekonomicznej, co dotyczy 8,2 GW mocy osiągalnej. Powyższe dane sugerują, że istotne z punktu widzenia dyspozycyjne jednostki wytwórcze będą wycofywane z eksploatacji w związku z brakiem możliwości pokrywania ich kosztów funkcjonowania a nie ich stanem technicznym,
- w okresie 2020-2034 badane podmioty planują oddać do użytku 14,2 GW nowych mocy wytwórczych. Największy przyrost nowych mocy wytwórczych spodziewany jest w latach 2020, 2023, 2025, 2027 i 2030,
- największy udział w nowych mocach wytwórczych według technologii paliwowej stanowią planowane jednostki morskich farm wiatrowych (34,3%) oraz gazu ziemnego (30,8%),
- niestety większość planowanych inwestycji tj. dotyczących nowych mocy wytwórczych na ponad 9 GW (wszystkie planowane do oddania od 2024 r.) nie mają zapewnionego finansowania, co stawia pod dużym znakiem zapytania realność ich realizacji w zaproponowanej skali. Wysokość planowanych jednostkowych nakładów inwestycyjnych związanych z budową „morskich farm wiatrowych” (3-krotnie wyższych niż dla farm wiatrowych na lądzie) sugeruje, że inwestycje te będą realizowane tylko i wyłącznie w przypadku uzyskania istotnie wyższych cen energii na rynku niż obecne ceny rynkowe.

W badanym okresie 2020-2034 rysuje się tendencja zastępowania jednostek o wysokim współczynniku dyspozycyjności jednostkami o niskim współczynniku dyspozycyjności. Będzie to miało istotny wpływ na sposób i koszt bilansowania systemu przez OSP. Nowa struktura źródeł w systemie (zwiększenie niesterowalnych źródeł przy jednoczesnym zmniejszeniu mocy źródeł sterowalnych i wysoko dyspozycyjnych) wymusi wprowadzenie lub ewolucję nowych rozwiązań rynkowych dla zabezpieczenia pracy systemu (DSR, magazyny energii itp.).

1.5.4. Działania związane z kodeksami sieci

Wytyczne i kodeksy sieciowe

4 lipca 2019 r. weszło w życie rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009. Rozporządzenie 2019/943 nadal przyznaje Komisji Europejskiej kompetencję do przyjęcia kodeksów sieci oraz wytycznych uszczegółwiających przepisy tego rozporządzenia. Kodeksy sieci oraz wytyczne są przyjmowane w formie rozporządzeń. Ich zakres obejmuje zasady funkcjonowania rynku, pracy systemów i przyłączania do sieci oraz inne kwestie transgraniczne związane z siecią oraz kwestie integracji rynku, a ich celem jest stworzenie narzędzi służących wdrożeniu transgranicznych rozwiązań w sposób usystematyzowany. Rozporządzenia te obowiązują w państwach członkowskich i są bezpośrednio stosowane bez konieczności ich implementacji do prawa krajowego.

Rozporządzenia zawierają bezpośrednio obowiązujące normy prawa, ale także określają metody, warunki, wymogi i zasady, które mają zostać opracowane przez poszczególne podmioty (OSP i Wyznaczonych Operatorów Energii Elektrycznej – NEMO), a następnie podlegają zatwierdzeniu odpowiednio przez wszystkie europejskie organy regulacyjne, wszystkie organy regulacyjne danego

regionu lub indywidualnie przez każdy organ regulacyjny (lub inny właściwy organ zainteresowanego państwa członkowskiego).

Wprowadzenie rozporządzenia 2019/943 nie wpływa na obowiązywanie kodeksów sieci oraz wytycznych przyjętych na podstawie rozporządzenia 714/2009, a prace związane z ich wdrożeniem trwają nadal, zarówno po stronie OSP i NEMO, jak i organów regulacyjnych oraz ACER.

Należy zauważyć, że rozporządzenie 2019/943 nałożyło na organy regulacyjne oraz ACER szereg kolejnych obowiązków regulacyjnych. W 2019 r. oraz 2020 r. na podstawie tego rozporządzenia Prezes URE m.in. wydał decyzję przyznającą PSE S.A. odstępstwo od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego¹²⁾. Regulator był również zaangażowany w sprawy procedowane przez ACER na podstawie tego rozporządzenia (m.in. w kwestiach zakresu działań regionalnych centrów koordynacyjnych, czy metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych oraz rozpatrywaniu alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych¹³⁾), a także w sprawy procedowane przez państwo członkowskie¹⁴⁾.

Istotną zmianą z punktu widzenia organów regulacyjnych wprowadzoną z kolei przez rozporządzenie 2019/943 jest to, że organy regulacyjne utraciły kompetencję do wydawania decyzji skoordynowanych na poziomie całej UE, a zyskała ją ACER. Zmiana sposobu procedowania nie wpłynęła na zaangażowanie Prezesa URE, który uczestniczył, poprzez swoich przedstawicieli delegowanych do pracy w zespołach zadaniowych i grupach roboczych ACER, w procesie przygotowania decyzji.

Tabela 25. Obowiązujące rozporządzenia Komisji Europejskiej (kodeksy sieciowe i wytyczne KE)

Nazwa kodeksu sieci / wytycznych	Publikacja
Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi	Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, s. 24
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych	Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, s. 42
Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania	Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, s. 6
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru	Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, s. 10
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci	Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, s. 1
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego	Dz. Urz. UE L 241 z 8.09.2016, s. 1
Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej	Dz. Urz. UE L 220 z 25.08.2017, s. 1
Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych	Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, s. 54

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2015/1222

Prezes URE w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia 2015/1222 brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Większość warunków lub metod przedłożonych przez OSP lub NEMO zgodnie z tym rozporządzeniem zostało

¹²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8636,Decyzja-dotyczaca-odstepstwa-od-obowiazku-udostepniania-miedzystrefowych-zdolnos.html> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9204,Decyzja-dotyczaca-pryznania-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-wdrozenia-minimalneg.html>

¹³⁾ Decyzja ACER Nr 29/2020: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2029-2020%20on%20the%20Methodology%20and%20assumptions%20that%20are%20to%20be%20used%20in%20the%20bidding%20zone%20review%20process%20and%20for%20the%20alternative%20bidding%20zone%20configurations%20to%20be%20considered.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2029-2020_Annexes/ACER%20Decision%2029-2020%20on%20the%20BZR%20-%20Annex%20I%20_%20%20BZR%20methodology.pdf

¹⁴⁾ Efektem tej współpracy był plan działania opracowany na podstawie art. 15 rozporządzenia 2019/943, określający poziom minimalnych zdolności przesyłowych na potrzeby obrotu międzystrefowego, które będą udostępniane uczestnikom rynku przez polskiego OSP od początku 2020 r. do końca 2025 r. Plan ten zawiera także harmonogram przyjmowania środków mających na celu osiągnięcie docelowego poziomu minimalnych zdolności w wysokości 70% zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943. Plan działania został opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Aktywów Państwowych: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/plan-dzialania-przyjety-przez-kse>

zatwierdzonych. Z uwagi na intensywne prace zmierzające do wdrożenia jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego część zatwierdzonych już warunków lub metod wymagała zmiany. Wobec wejścia w życie rozporządzenia 2019/943 wnioski w sprawie zmian metod pierwotnie podlegających zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne, zostały przez podmioty wnioskujące bezpośrednio skierowane do ACER. Prezes URE był zaangażowany we wszystkie sprawy procedowane przez ACER na podstawie tego rozporządzenia.

Tabela 26. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. i w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2020 r.) lub ACER

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Zmiana regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	OSP	Decyzja ACER Nr 04/2019 ¹⁵⁾
Zmiana algorytmu łączenia cen i algorytm handlu ciągłego	NEMO	Procedowanie przez ACER
Metoda planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego	OSP	Decyzja Prezesa URE ¹⁶⁾
Metoda planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego	OSP	Decyzja Prezesa URE ¹⁷⁾
Metoda wyceny zdolności przesyłowych dnia bieżącego	OSP	Decyzja ACER Nr 01/2019 ¹⁸⁾
Ustalenie systemu spedycji tranzytowej na potrzeby wymiany energii elektrycznej i rozliczeń finansowych w ramach jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego energii elektrycznej	z urzędu na rzecz NEMO	Decyzja Prezesa URE ¹⁹⁾
Wymogi w zakresie efektywnego kojarzenia w celu umożliwienia opracowania algorytmu łączenia cen i algorytmu handlu ciągłego	NEMO	Decyzja ACER Nr 04/2020 ²⁰⁾
Produkty w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego	NEMO	Decyzja ACER Nr 05/2020 ²¹⁾
Produkty w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego	NEMO	Decyzja ACER Nr 37/2020 ²²⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

¹⁵⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2019%20on%20electricity%20TSOs%20proposal%20for%20amendments%20of%20CCRs.pdf;
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-04-2019.aspx

¹⁶⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8101,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-wyznaczania-planowanych-wymian-w.html>

¹⁷⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8134,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-wyznaczania-planowanych-wymian-w.html>

¹⁸⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf;
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-012019.aspx

¹⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9076,Decyzja-w-zwiazku-z-postepowaniem-administracyjnym-prowadzonym-w-stosunku-do-Tow.html>;
<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9075,Decyzja-w-zwiazku-z-postepowaniem-administracyjnym-prowadzonym-w-stosunku-do-Epe.html>;
<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9074,Decyzja-w-zwiazku-z-postepowaniem-administracyjnym-prowadzonym-w-stosunku-do-Nor.html>

²⁰⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2020%20on%20Algorithm%20methodology.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20I%20-%20Algorithm%20methodology.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20II%20-%20DA%20requirements.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20III%20-%20ID%20requirements.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20IV%20-%20DA%20monitoring.pdf

²¹⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2020%20on%20ID%20Products.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C6/ACER%20Decision%20on%20ID%20Products%20-%20Annex%20I%20-%20Terms%20and%20conditions.pdf

²²⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2037-2020%20on%20the%20DA%20Products.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2037-2020_Annexes/ACER%20Decision%2037-2020%20on%20the%20DA%20Products%20-%20Annex%20I.pdf

Rozporządzenie 2016/631

17 maja 2016 r. weszło w życie rozporządzenie 2016/631. Stosowanie wymogów określonych w tym rozporządzeniu rozpoczęło się trzy lata po jego publikacji, tj. 27 kwietnia 2019 r.

W ramach obowiązków wynikających z tego rozporządzenia, w 2018 r. Prezes URE zatwierdził progi mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D oraz dokument zawierający wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci na wniosek OSP oraz poszczególnych OSD. Decyzje o zatwierdzeniu tych wymogów, w których stroną postępowania byli OSD, wygasły z mocy prawa, na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw²³⁾. Decyzja wydana na wniosek OSP została zmieniona 2 stycznia 2019 r. Od tej pory obejmowała wymogi dla przyłączania jednostek wytwórczych zarówno do sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnych.

Tabela 27. Procedowane przez Prezesa URE w latach 2019-2020 metody lub warunki wynikające z rozporządzenia 2016/631

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Progi mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D	OSP	Decyzja Prezesa URE ²⁴⁾
Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci	OSP	Decyzja Prezesa URE ²⁵⁾
Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania jednostek wytwórczych do sieci	OSD	Decyzje Prezesa URE wygasły z mocy prawa

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2016/1388

7 września 2016 r. weszło w życie rozporządzenie 2016/1388. Stosowanie wymogów określonych w tym rozporządzeniu rozpoczęło się trzy lata po jego publikacji, tj. 18 sierpnia 2019 r.

W ramach obowiązków wynikających z tego rozporządzenia, w 2019 r. na wniosek OSP, Prezes URE zatwierdził dokument zawierający wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru do sieci przesyłowej oraz do sieci dystrybucyjnych. Postępowania w sprawie zatwierdzenia wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru, wszczęte jeszcze w 2018 r. na wniosek poszczególnych OSD, zostały umorzone ze względu na bezprzedmiotowość, po wejściu w życie 18 grudnia 2018 r. art. 1 pkt 6 ustawy z 9 listopada 2018 r.

Tabela 28. Procedowane przez Prezesa URE w latach 2019-2020 metody lub warunki wynikające z rozporządzenia 2016/1388

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania odbioru	OSP	Decyzja Prezesa URE ²⁶⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2016/1447

28 września 2016 r. weszło w życie rozporządzenie 2016/1447. Stosowanie wymogów określonych w tym rozporządzeniu rozpoczęło się trzy lata po jego publikacji, tj. 8 września 2019 r.

W ramach obowiązków wynikających z tego rozporządzenia 2016/1447, w 2019 r. na wniosek OSP, Prezes URE zatwierdził dokument zawierający wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego. Zakres stosowania tego dokumentu obejmuje przyłączenia zarówno w obrębie sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnej. Postępowania w sprawie zatwierdzenia wymogów ogólnego stosowania dla przyłączania systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem

²³⁾ Dz. U. z 2018 r. poz. 2348, dalej: „ustawa z 9 listopada 2018 r.”.

²⁴⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10085/20180716ZatwierdzeniedlaobszaruRzeczpospolitejPolskiejprogimocymaksymalnych.pdf>

²⁵⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10463/Wymogiogolnegostosowania-PSE.pdf>

²⁶⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10604/PSEwymogiogolnegostosowania.pdf>

prądu stałego do sieci dystrybucyjnej, wszczęte jeszcze w 2018 r. na wniosek poszczególnych OSD, zostały umorzone ze względu na bezprzedmiotowość, po wejściu w życie art. 1 pkt 6 ustawy z 9 listopada 2018 r.

Tabela 29. Procedowane przez Prezesa URE w latach 2019-2020 metody lub warunki wynikające z rozporządzenia 2016/1447

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączania do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego	OSP	Decyzja Prezesa URE ²⁷⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2016/1719

Prezes URE brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Wiele warunków lub metod przedłożonych przez OSP zostało już zatwierdzonych. Wobec wejścia w życie rozporządzenia 2019/943 wnioski w sprawie zmian metod pierwotnie podlegających zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne zostały przez podmioty wnioskujące bezpośrednio skierowane do ACER.

Tabela 30. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. i 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2020 r.) lub ACER

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda podziału dochodu z ograniczeń	OSP	Decyzja Prezesa URE ²⁸⁾
Zmiana ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	OSP	Decyzja ACER Nr 14/2019 ²⁹⁾
Metoda podziału kosztów poniesionych w celu zapewnienia gwarantowania praw przesyłowych w odniesieniu do długoterminowych praw przesyłowych i zapłaty za nie	OSP	Decyzja ACER Nr 25/2020 ³⁰⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/1485

14 września 2017 r. weszło w życie rozporządzenie 2017/1485, które ma na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa pracy, jakości częstotliwości i efektywnego wykorzystania wzajemnie połączonego systemu i zasobów.

Na podstawie przepisów tego rozporządzenia, w 2019 r. Prezes URE zatwierdził opracowany przez OSP dokument pn. *Propozycja zakresu wymiany danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE*, będący istotnym narzędziem poprawy bezpieczeństwa pracy sieci i efektywnego wykorzystania wzajemnie połączonych systemów i zasobów. W dokumencie tym określono zakres wymiany danych z operatorami systemów dystrybucyjnych i ze znaczącymi użytkownikami sieci.

W 2020 r. OSP złożył do Prezesa URE wniosek o zatwierdzenie dokumentu pn.: *Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE*, który został opracowany na podstawie art. 40 ust. 5 tego rozporządzenia i określa zakres wymiany danych dla potrzeb planowania pracy

²⁷⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10766/PSE-wymogiogolnegostosowania.pdf>

²⁸⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8312,Decyzja-ws-zatwierdzenia-metody-podzialu-dochodu-z-ograniczen-CID.html>

²⁹⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2014-2019%20on%20the%20TSOs%20proposal%20for%20HAR%20amendment.pdf;
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES-TO-THE-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-14-2019.aspx

³⁰⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2025-2020%20on%20the%20methodology%20for%20sharing%20costs%20incurred%20to%20ensure%20firmness%20and%20remuneration%20of%20long-term%20transmission%20rights.pdf

i prowadzenia ruchu KSE. Dokument ten jest aktualizacją obowiązującego dotychczas dokumentu pn. *Propozycja zakresu wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE* z 13 września 2018 r. zatwierdzonego przez Prezesa URE decyzją z 15 marca 2019 r. Konieczność aktualizacji dokumentu wynikała głównie z: (i) dostosowania zasad funkcjonowania rynku bilansującego do nowych regulacji i wymagań określonych w Polskim Planie Wdrażania, przyjętym 14 maja 2020 r. przez Komitet do Spraw Europejskich, (ii) wejściem w życie rozwiązań rynku mocy, oraz (iii) wejściem w życie zmian IRiESP. Postępowanie zakończyło się zatwierdzeniem przez Prezesa URE przedłożonego dokumentu w lutym 2021 r.

Tabela 31. Procedowane przez Prezesa URE w latach 2019-2020 metody lub warunki wynikające z rozporządzenia 2017/1485

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Propozycja zakresu wymiany danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE	OSP	Decyzja Prezesa URE ³¹⁾
Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE	OSP	Decyzja Prezesa URE ³²⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2195

Prezes URE brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Prace nad przedłożonymi przez wszystkich OSP warunkami lub metodami zostały zakończone lub nadal trwają. Wobec wejścia w życie rozporządzenia 2019/943 wnioski w sprawie warunków i metod pierwotnie podlegających zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne, zostały przekazane do ACER. Prezes URE był zaangażowany we wszystkie sprawy procedowane przez ACER na podstawie tego rozporządzenia.

Tabela 32. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. i w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2020 r.) lub ACER

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda określania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej	OSP	Decyzja ACER Nr 01/2020 ³³⁾
Ramy dla wdrażania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną	OSP	Decyzja ACER Nr 02/2020 ³⁴⁾
Ramy dla wdrażania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną	OSP	Decyzja ACER Nr 03/2020 ³⁵⁾

³¹⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/10760/PSE-zakreswymiany danych.pdf>

³²⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/13176/decyzjaee19.pdf>

³³⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2020-%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy.pdf;

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C2/ACER%20Decision%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy%20-%20Annex%20I.pdf;

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C2/ACER%20Decision%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy%20-%20Annex%20II.pdf

³⁴⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2020-%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform.pdf;

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C3/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform%20-%20Annex%20I.pdf;

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C3/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform%20-%20Annex%20II.pdf

³⁵⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2020-%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform.pdf;

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda procesu kooptymalizacji alokacji międzyobszarowych zdolności	OSP	Decyzja ACER Nr 12/2020 ³⁶⁾
Ramy dla wdrażania europejskiej platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań	OSP	Decyzja ACER Nr 13/2020 ³⁷⁾
Metoda klasyfikacji na potrzeby określenia celu aktywacji ofert dotyczącej energii bilansującej	OSP	Decyzja ACER Nr 16/2020 ³⁸⁾
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku planowej wymiany energii	OSP	Decyzja ACER Nr 17/2020 ³⁹⁾
Harmonizacja głównych cech rozliczania niezbilansowań	OSP	Decyzja ACER Nr 18/2020 ⁴⁰⁾
Metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań	OSP	Przekazana do ACER
Wykaz produktów standardowych mocy bilansującej w odniesieniu do rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych	OSP	Przekazana do ACER

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2196

18 grudnia 2017 r. weszło w życie rozporządzenie 2017/2196. Ma ono na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy, zapobieganie rozprzestrzenianiu się lub pogłębianiu incydentu, aby uniknąć rozległego zakłócenia i stanu zaniku zasilania, jak również aby umożliwić sprawną i szybką odbudowę systemu elektroenergetycznego ze stanu zagrożenia lub stanu zaniku zasilania.

Na podstawie przepisów tego rozporządzenia Prezes URE wydał decyzje w zakresie dotyczącym zarządzania przez OSP stanami zagrożenia, zaniku zasilania i odbudowy systemu, koordynacji pracy systemu w całej Unii w stanach zagrożenia, zaniku zasilania i odbudowy wzajemnie połączonych systemów przesyłowych do stanu normalnego ze stanu zagrożenia lub zaniku zasilania. Zatwierdzone zostały zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych oraz szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych, warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy, w tym także zatwierdził wykaz znaczących użytkowników sieci (ang. SGU), na których ciąży obowiązek wdrożenia w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w kodeksach przyłączeniowych lub

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C4/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform%20-%20Annex%20I.pdf;

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C4/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform%20-%20Annex%20II.pdf

³⁶⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2012-2020%20on%20a%20co-optimised%20allocation%20process%20of%20cross-zonal%20capacity.pdf;

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C11/ACER%20Decision%20on%20CO%20CZCA%20-Annex%20I.pdf

³⁷⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2013-2020%20on%20Implementation%20framework%20for%20imbalance%20netting.pdf;

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20-No%2013-2020_Annexes/Corrigendum%20to%20ACER%20Decision%2013-2020.pdf;

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C12/ACER%20Decision%20on%20INIF%20Annex%20I.pdf

³⁸⁾ [https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2016-2020%20on%20the%20methodology%20for%20classifying%20the%20activation%20purposes%20of%20balancing%20energy%20bids%20\(APP\).pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2016-2020%20on%20the%20methodology%20for%20classifying%20the%20activation%20purposes%20of%20balancing%20energy%20bids%20(APP).pdf);

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C13/ACER%20Decision%2016-2020%20on%20balancing%20APP-%20Annex%20I.pdf

³⁹⁾ [https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2017-2020%20on%20the%20common%20settlement%20rules%20applicable%20to%20all%20intended%20exchanges%20of%20energy%20\(SP\).pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2017-2020%20on%20the%20common%20settlement%20rules%20applicable%20to%20all%20intended%20exchanges%20of%20energy%20(SP).pdf);

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C14/ACER%20Decision%2017-2020%20on%20balancing%20SP-%20Annex%20I.pdf

⁴⁰⁾ [https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20\(ISHP\).pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20(ISHP).pdf);

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C15/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20balancing%20ISHP%20-%20Annex%20I.pdf

z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez tych SGU zgodnie z przepisami rozporządzenia 2017/2196.

W 2020 r., na wniosek OSP, Prezes URE zatwierdził dokument pn. „Plan Testów”, w którym zostały określone urządzenia i zdolności wytwórcze istotne z punktu widzenia „Planu obrony systemu” i „Planu odbudowy” zgodnie z minimalnymi wymogami ustanowionymi w rozporządzeniu 2017/2196. Rozporządzenie to nałożyło na OSP obowiązek opracowania „Planu Testów” w porozumieniu z dystrybutorami, znaczącymi użytkownikami sieci (ang. *Significant Grid User*, SGU) oraz z dostawcami usług w zakresie obrony i dostawcami usług w zakresie odbudowy. Celem wprowadzanych rozporządzeniem regulacji jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy, zapobieganie rozprzestrzenianiu się lub pogłębianiu incydentu tak, aby uniknąć rozległego zakłócenia i stanu zaniku zasilania, jak również umożliwienie sprawnej i szybkiej odbudowy systemu elektroenergetycznego ze stanu zagrożenia lub stanu zaniku zasilania. Zatwierdzony przez Prezesa URE dokument pn. „Plan Testów” wszedł w życie 1 listopada 2020 r.

Ponadto w 2020 r. wpłynął do Prezesa URE wniosek OSP o zatwierdzenie zmiany aktualnie obowiązującego dokumentu *Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) (Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych)*. Aktualizacja niniejszego wykazu jest związana z uruchomieniem lub wycofaniem z pracy modułów wytwarzania energii. Postępowanie zakończyło się zatwierdzeniem przez Prezesa URE przedłożonego Wykazu SGU w marcu 2021 r.

Tabela 33. Procedowane przez Prezesa URE w latach 2019-2020 metody lub warunki wynikające z rozporządzenia 2017/2196

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Zasady zawieszania i przywracania działań rynkowych oraz szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴¹⁾
Warunki działania w charakterze dostawców usług w zakresie odbudowy	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴²⁾
Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach 2016/631, 2016/1388 i 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) rozporządzenia 2017/2196	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴³⁾
Plan Testów opracowany na podstawie art. 43 ust. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴⁴⁾
Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 2016/1447 lub z przepisów krajowych oraz wykaz środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) (rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych)	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴⁵⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

⁴¹⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/11040/PSEkodekssieci.pdf>

⁴²⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/11041/PSE2.pdf>

⁴³⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/11042/PSE3.pdf>

⁴⁴⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/12488/PSEdecyzjaPlanTestow.pdf>

⁴⁵⁾ <http://bip.ure.gov.pl/download/3/13226/PSEwykazSGU.pdf>

Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieciowych na poziomie regionalnym i krajowym

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)⁴⁶⁾, wydana na podstawie rozporządzenia 2015/1222, spowodowała konieczność podjęcia współpracy i wspólnej koordynacji w ramach poszczególnych regionów przez OSP i krajowe organy regulacyjne. Granice polskiego obszaru rynkowego są przypisane do trzech niezależnych CCR (Hansa – granica polsko-szwedzka, Core – granica polsko-niemiecka, polsko-czeska i polsko-słowacka, Baltic – granica polsko-litewska). Ponadto rozporządzenie 2017/2195 jako region wskazuje poza CCR także odpowiedni obszar geograficzny oraz obszar synchroniczny. Rozporządzenie 2017/1485 wyróżnia dodatkowo blok regulacyjny mocy i częstotliwości (blok LFC), który oznacza część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi blokami LFC, obejmujące co najmniej jeden obszar LFC, eksploatowane przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki regulacji mocy i częstotliwości.

Prezes URE aktywnie uczestniczył we współpracy na poziomie regionalnym.

Poniższe tabele przedstawiają stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. i 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z wytycznych i kodeksów sieci, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu.

Tabela 34. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. i 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2020 r.)

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych	Core	OSP	Decyzja ACER Nr 02/2019 ⁴⁷⁾
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Baltic	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴⁸⁾
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁴⁹⁾
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Core	OSP	Decyzja ACER Nr 30/2020 ⁵⁰⁾
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Core	OSP	Decyzja ACER Nr 33/2020 ⁵¹⁾
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Baltic	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵²⁾
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵³⁾
Zmiana podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Zmiana procedur rezerwowych	Core	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER

Źródło: Opracowanie własne URE.

⁴⁶⁾ Decyzja ACER z 17 listopada 2016 r. (opublikowana: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/ANNEXES_CCR_DECISION.aspx).

⁴⁷⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM.pdf;
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-02-2019.aspx

⁴⁸⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8064,Zatwierdzenie-metody-koordynowanego-redysponowania-i-zakupow-przeciwnych-w-regio.html>

⁴⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8105,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-podzialu-kosztow-redysponowania-.html>

⁵⁰⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2030-2020%20on%20Core%20RDCT%20Cost%20Sharing.pdf;

Aneks1: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2030-2020_Annexes/ACER%20Decision%2030-2020%20on%20Core%20RDCT%20Cost%20Sharing%20-%20Annex%20I.pdf

⁵¹⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2035-2020%20on%20Core%20RDCT%2035.pdf;

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2035-2020_Annexes/ACER%20Decision%2035-2020%20on%20Core%20RDCT%2035%20-%20Annex%20I.pdf

⁵²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8313,Decyzja-ws-zatwierdzenia-metody-podzialu-kosztow-redysponowania-i-zakupow-przeci.html>

⁵³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8105,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-wspolnej-metody-podzialu-kosztow-redysponowania-.html>

Prezes URE na podstawie rozporządzenia 2015/1222 zatwierdził zmianę warunków dotyczących alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce. Oprócz tego Prezes URE ponownie wyznaczył TGE S.A. na NEMO do przeprowadzania jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego dla polskiego obszaru rynkowego na okres czterech lat, to jest do 2 grudnia 2023 r., jak również zatwierdził zmianę warunków dotyczących alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce⁵⁴⁾.

Tabela 35. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. i w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2020 r.)

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnoszące	Status
Zmiana wymagań regionalnych w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵⁵⁾
Zmiana wymagań regionalnych w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵⁶⁾
Zmiana regionalnego modelu długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja ACER ⁵⁷⁾
Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	Baltic	OSP	Decyzja ACER Nr 27/2020 ⁵⁸⁾
Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁵⁹⁾
Metoda rozdzielania długoterminowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁶⁰⁾
Zmiana regionalnego modelu długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁶¹⁾
Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia

Źródło: Opracowanie własne URE.

⁵⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8249,Decyzja-Zatwierdzenie-zmiany-warunkow-dotyczacych-alkacji-miedzyobszarowych-zdo.html>

⁵⁵⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8177,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-zmiany-wymagan-regionalnych-dla-regionu-wyznacza.html>

⁵⁶⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8467,Decyzja-w-sprawie-zatwierdzenia-zmian-wymagan-regionalnych-dla-regionu-wyznaczan.html>

⁵⁷⁾ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202019-2020on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf;
https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-15-2019.aspx

⁵⁸⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2027-2020%20on%20Baltic%20LT%20CCM.pdf

⁵⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9203,Decyzja-dotyczaca-metody-wyznaczania-zdolnosci-przesylowych-zgodnie-z-art-10-ust.html>

⁶⁰⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8930,Decyzja-dotyczaca-zatwierdzenia-propozycji-metody-rozdzielania-miedzyobszarowych.html>

⁶¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9040,Decyzja-dotyczaca-zmiany-regionalnego-modelu-dlugoterminowych-praw-przesylowych.html>

Tabela 36. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. i 2020 r. warunkami lub metodami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne z regionu (status podano na koniec 2020 r.)

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnoszące	Status
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do planowej wymiany energii	obszar synchroniczny Europy kontynentalnej		Decyzja Prezesa URE ⁶²⁾
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do planowej wymiany energii	wszyscy asynchronicznie połączeni OSP	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁶³⁾
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii	obszar synchroniczny Europy kontynentalnej	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁶⁴⁾
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii	wszyscy asynchronicznie połączeni OSP	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁶⁵⁾
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Baltic	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Hansa	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Core	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER
Metoda alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej	Core	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER

Źródło: Opracowanie własne URE.

W latach 2019-2020 Prezes URE na podstawie rozporządzenia 2017/2195 prowadził następujące postępowania w sprawach warunków lub metod, które podlegają zatwierdzeniu przez każdy organ regulacyjny każdego z zainteresowanych państw członkowskich:

- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących zdefiniowania czasu zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania zakończone decyzją Prezesa URE w 2019 r.⁶⁶⁾,
- postępowanie w sprawie zatwierdzenia warunków dotyczących bilansowania, zakończone decyzją Prezesa URE z 5 marca 2020 r.⁶⁷⁾, zmienioną decyzją z 1 grudnia 2020 r.⁶⁸⁾ i z 16 grudnia 2020 r.⁶⁹⁾,
- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących wykorzystania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych, zakończone decyzją z 9 stycznia 2020 r. udzielającą odstępstwa na maksymalny okres derogacji dwóch lat, tj. do 15 stycznia 2022 r.⁷⁰⁾,

⁶²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8885,Wspolne-zasady-rozliczania-majace-zastosowanie-do-kazdego-przypadku-planowanej-w.html>

⁶³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8860,Decyzja-dotyczaca-zatwierdzenia-wspolnych-zasad-rozliczania-planowanej-wymiany-e.html>

⁶⁴⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8886,Wspolne-zasady-rozliczania-majace-zastosowanie-do-kazdego-przypadku-nieplanowane.html>

⁶⁵⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8660,Decyzja-dotyczaca-wspolnych-zasad-rozliczania-w-przypadku-nieplanowanej-wymiany-.html>

⁶⁶⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8635,Decyzja-w-sprawie-odstepstwa-od-wdrozenia-wymogow-dotyczacych-zdefiniowania-czas.html>

⁶⁷⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/12058/WarunkidotyczacebilansowaniaPSE.pdf>

⁶⁸⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/12917/01122020warunkidotyczacebilansowaniaPSE.pdf>

⁶⁹⁾ <https://bip.ure.gov.pl/download/3/12988/ZmianaWarunkowBilansowania.pdf>

⁷⁰⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8661,Decyzja-dotyczaca-pryznania-Polskim-Sieciami-Elek-troenergetycznym-SA-odstepstwa-.html>

- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogu stosowania okresu rozliczania niezbilansowania wynoszącego 15 minut, zakończone decyzją udzielającą odstępstwa na okres do 31 grudnia 2021 r.⁷¹⁾

Tabela 37. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2019 r. i 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne odpowiedniego regionu (status podano na koniec 2020 r.)

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Baltic	OSP	Decyzja Prezesa URE ⁷²⁾
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja regulatorów w celu osiągnięcia porozumienia
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Core	OSP	Decyzja ACER Nr 33/2020 ⁷³⁾

Źródło: Opracowanie własne URE.

Prezes URE realizował w latach 2019-2020 dodatkowe działania związane z rozporządzeniem 2016/631. Ustanowiony tym rozporządzeniem kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci objął synchroniczne moduły wytwarzania energii oraz moduły parku energii, w tym morskie moduły parku energii, o mocy maksymalnej równej lub większej od 0,8 kW. Wymogi dotyczące przyłączania stosuje się do nowych modułów wytwarzania energii oraz do modułów istniejących typu C lub D, w przypadku gdy zostaną zmodyfikowane w takim stopniu, że umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona i modułów objętych wymogami rozporządzenia na podstawie decyzji organu regulacyjnego podjętej na wniosek operatora systemu przesyłowego. Jednocześnie wskazano w art. 4 ust. 2 rozporządzenia 2016/631, że poza modułami wytwarzania energii przyłączonymi już do sieci w dniu wejścia w życie rozporządzenia, za istniejące uznać należy także te moduły wytwarzania energii, w odniesieniu do których właściciel zakładu wytwarzania zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej w terminie dwóch lat od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia (tj. do 17 maja 2018 r.) oraz powiadomił o zawarciu tej umowy właściwego operatora systemu i właściwego operatora systemu przesyłowego w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie niniejszego rozporządzenia (tj. do 17 listopada 2018 r.).

Na podstawie art. 8a ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym od 1 stycznia 2019 r., operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączone urządzenia, instalacje lub sieci, może złożyć do Prezesa URE wniosek o rozstrzygnięcie, czy te urządzenia, instalacje lub sieci spełniają wymogi uznania ich za istniejące, czy nowe.

W związku z wątpliwościami dotyczącymi kwalifikacji niektórych instalacji, OSP złożył w 2019 r. trzy wnioski o rozstrzygnięcie, czy dany moduł wytwarzania spełnia wymogi uznania za istniejący, czy nowy. Jedno z tych postępowań zakończyło się w 2019 r. wydaniem decyzji o umorzeniu, w związku z rozwiązaniem umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSP a inwestorem modułu wytwarzania energii. Pozostałe dwa postępowania zostały zakończone w 2020 r. Jedno postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji o uznaniu modułu wytwarzania – instalację farmy wiatrowej za istniejącą w rozumieniu art. 4 ust. 2 lit. b) rozporządzenia 2016/631. Natomiast drugie postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji o umorzeniu z uwagi na jego bezprzedmiotowość, w związku z rozwiązaniem umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSP a inwestorem modułu wytwarzania energii.

W 2020 r. podmiot nie mający statusu operatora sieci elektroenergetycznej złożył do Prezesa URE cztery wnioski o ocenę spełnienia przez moduły wytwarzania energii wymogów uznania je za istniejące albo nowe w rozumieniu rozporządzenia 2016/631. Biorąc pod uwagę postanowienia art. 8a ustawy –

⁷¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9186,Decyzja-w-sprawie-odstepstwa-od-wdrozenia-wymogu-stosowania-okresu-rozliczania-n.html>

⁷²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9112,Decyzja-w-sprawie-regionalnej-koordynacji-bezpieczenstwa-pracy-zgodnie-z-art-76-.html>

⁷³⁾ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2033-2020-%20on%20Core%20ROSC.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20-No%2033-2020_Annexes/ACER%20Decision%2033-2020%20on%20Core%20ROSC%20-%20Annex%20I.pdf

Prawo energetyczne, zgodnie z którym w wątpliwych przypadkach to operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci, może złożyć do Prezesa URE wniosek o rozstrzygnięcie, czy te urządzenia, instalacje lub sieci spełniają wymogi uznania ich za istniejące czy nowe – Prezes URE pozostawił niniejsze wnioski bez rozpatrzenia.

Ponadto, w 2020 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek OSD o wydanie decyzji na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a) ppkt (iii) rozporządzenia 2016/1388 o konieczności zmiany obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzeby zawarcia nowej umowy przyłączeniowej oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie. Zgodnie z procedurą określoną w art. 4 ust. 1 lit. a) rozporządzenia 2016/1388, OSD, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację instalacji wpływającą na zdolności techniczne danej instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego, instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego lub jednostki odbiorczej, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego. Jeżeli operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń wymaga zawarcia nowej umowy przyłączeniowej, wówczas powiadamia Prezesa URE, który w ramach postępowania decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie. Postępowanie nie zakończyło się w 2020 r.

Wejście w życie przyłączeniowych kodeksów sieci nałożyło na operatorów systemów elektroenergetycznych nowe obowiązki w zakresie przyłączania w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób wytwórców energii elektrycznej, odbiorców, sieci i połączeń prądu stałego. W celu oceny ich realizacji, w 2020 r. Prezes URE przeprowadził badanie, którym objęto wszystkich operatorów systemów elektroenergetycznych. Badaniu podlegały wymogi techniczne stawiane instalacjom przyłączanym do KSE, obowiązki informacyjne związane z procesem przyłączeniowym, a także zapisy umów i warunków ogólnych w zakresie ich dostosowania do wymogów przyłączeniowych kodeksów sieci. Badaniem został objęty rok 2019, tj. okres, w którym rozpoczęło się stosowanie wymagań wynikających z przyłączeniowych kodeksów sieci. Badanie nie zakończyło się w 2020 r.

1.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

1.6.1. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 2) nakłada na operatora systemu przesyłowego szereg obowiązków, których monitoring jest ustawowym zadaniem Prezesa URE. Monitoring zgodności działań z ustawą – Prawo energetyczne obejmuje przede wszystkim badanie, czy zadania operatorów wykonywane są zgodnie z obiektywnymi i przejrzystymi zasadami zapewniającymi równe traktowanie użytkowników systemów. Szczegółowe informacje w zakresie wypełniania obowiązków i zadań przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych znajdują się również w innych częściach niniejszego raportu, m.in. w pkt 1.1. w zakresie zarządzania przez PSE S.A. zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi, w pkt 1.2. w zakresie dotyczącym bilansowania i zarządzania ograniczeniami w KSE, w pkt 1.4. związanym z publikowaniem informacji przez OSP i OSD, a także w rozdziale 1.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej.

Stosownie do przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne monitorowano bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej, jako zagadnienie kompleksowe, obejmujące zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe. Proces monitorowania tego bezpieczeństwa, realizowany przez Prezesa URE, obejmuje m.in. pozyskiwanie i analizę informacji na temat bieżącego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W toku monitorowania szczególną uwagę przykładano do możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną i moc, bezpieczeństwa operacyjnego systemu elektroenergetycznego oraz dyspozycyjności urządzeń, w tym jednostek wytwórczych. Podobnie jak w latach ubiegłych, wielkość mocy osiągalnej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie, osiągając poziom 46,9 GW w grudniu 2019 r. oraz przekraczając poziom 49 GW na koniec 2020 r. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w latach 2019-2020 kształtowały się one na stabilnym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania

KSE. Należy mieć jednak na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2020 r. było nieznacznie wyższe od referencyjnej wartości z 2019 r.

Funkcjonowanie mechanizmu Operacyjnej Rezerwy Mocy (ORM), w szczególności: przedstawienie budżetu ORM planowanego i zrealizowanego w poszczególnych miesiącach 2019 r. i 2020 r.

Operacyjna rezerwa mocy dotyczy zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG_{wa}). Jej rozliczenie jest dokonywane w godzinach szczytu zapotrzebowania rozumianych jako okres od godz. 7:00 do godz. 22:00 we wszystkich dniach roboczych, tj. dniach niebędących sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.

Operacyjną rezerwę mocy stanowią zdolności wytwórcze JG_{wa} będące nadwyżką mocy ponad Umowy Sprzedaży Energii (USE), które to zdolności:

- stanowiły w trakcie realizacji dostaw energii rezerwę mocy na JG_{wa} będących w ruchu albo w postoiu, dostępną ze względu na warunki pracy elektrowni, albo
- zostały wykorzystane do wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej lub do wytwarzania energii elektrycznej w ramach realokacji USE na JG_{wa} na Rynku Bilansującym.

Cena za operacyjną rezerwę mocy (COR) w danej godzinie 2019 r. i 2020 r. była równa ilorazowi:

- budżetu godzinowego operacyjnej rezerwy mocy (BGOR), oraz
- ilości zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG_{wa}) stanowiących operacyjną rezerwę mocy w danej godzinie (POR),
- z zastrzeżeniem, że w przypadku, gdy tak wyznaczona cena COR była większa od ceny referencyjnej godzinowej operacyjnej rezerwy mocy (CRRM), to cena COR była równa cenie CRRM.

Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) na 2019 r. został wyznaczony w następujący sposób:

- dla okresu od 1 stycznia do 5 kwietnia 2019 r. – na podstawie uzasadnionego kosztu pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy (UKOR) wynikającego z poziomu kosztów zakupu operacyjnej rezerwy mocy przyjętego do kalkulacji Taryfy PSE S.A. na 2018 r.,
- dla okresu od 6 kwietnia do 31 grudnia 2019 r. – na podstawie uzasadnionego kosztu pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy (UKOR) wynikającego z poziomu kosztów zakupu operacyjnej rezerwy mocy przyjętego do kalkulacji Taryfy PSE S.A. na 2019 r.

Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy (CRRM) dla 2019 r. wynosiła 43,73 zł/MW-h, a wielkość budżetu godzinowego operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) była równa:

- dla okresu od 1 stycznia do 5 kwietnia 2019 r. – 151 416,67 zł,
- dla okresu od 6 kwietnia do 31 grudnia 2019 r. – 159 630,24 zł.

Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy w 2020 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.

Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy (CRRM) dla 2020 r. wynosiła 44,24 zł/MW-h, a wielkość budżetu godzinowego operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) była równa 164 537,41 zł.

Liczba godzin rozliczeniowych ORM w 2019 r. wyniosła 3 765, z tego dla 951 godzin cena rozliczeniowa ORM (COR) była równa cenie CRRM, zaś w 2020 r. wyniosła 3 825, z tego dla 323 godzin cena rozliczeniowa ORM (COR) była równa cenie CRRM.

Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2019 r. wyniosła 32,39 zł/MW-h, a średnia godzinowa ilość zdolności wytwórczych JG_{wa} rozliczonych jako ORM wyniosła 4 859,440 MW-h, podczas gdy średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2020 r. wyniosła 26,59 zł/MW-h, a średnia godzinowa ilość zdolności wytwórczych JG_{wa} rozliczonych jako ORM wyniosła 6 186,861 MW-h.

Rok 2020 był ostatnim rokiem funkcjonowania ORM, co jest konsekwencją rozpoczęcia funkcjonowania mechanizmu rynku mocy od stycznia 2021 r.

Zarządzanie przepływami energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym przesyłowym, w sposób skoordynowany z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi

Zgodnie z art. 3 pkt 24 ustawy – Prawo energetyczne OSP jest odpowiedzialny w szczególności za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, a stosownie do art. 9c ust. 2 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne także za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

W kwietniu 2019 r. weszła w życie umowa Synchronous Area Framework Agreement („SAFA”) regulująca zasady współpracy wszystkich OSP funkcjonujących w obszarze Europy Kontynentalnej (obszar obejmujący połączone synchronicznie systemy elektroenergetyczne). Wejście w życie umowy SAFA jest spełnieniem wymagań nałożonych w rozporządzeniu 2017/1485 („SO GL”). Do momentu wejścia w życie umowy SAFA, zasady współpracy w Europie Kontynentalnej regulowała umowa Multilateral Agreement i dołączony do niej zbiór zasad Operation Handbook. W 2020 r. do umowy wprowadzono szereg aktualizacji obejmujących m.in.: zmiany umożliwiające monitorowanie i ograniczenie zakresu deterministycznych odchyłeń częstotliwości poszczególnych bloków LFC, uzupełnienie opisu struktury procesu regulacji o wyjaśnienie interakcji między obszarami LFC a platformami bilansującymi zaprojektowanymi w ramach EB GL, aktualizacja wartości parametrów oceny jakości regulacji – przyjęcie wartości na 2021 rok; łącznie w 2020 r. wprowadzono 6 aneksów do umowy SAFA.

W celu utrzymania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz dotrzymania warunków umożliwiających pracę synchroniczną z systemami zagranicznymi, PSE S.A. prowadziła współpracę na podstawie:

1. Umów określających zasady i procedury prowadzenia ruchu połączeń międzysystemowych pomiędzy KSE i systemami zagranicznymi oraz aktualne parametry linii, urządzeń pomiarowych oraz zabezpieczeń – tzw. System Operation Agreement. PSE S.A. zawarła i wykonuje umowy tego typu z OSP z sąsiednich krajów (tj. 50 Hertz Transmission GmbH, ČEPS, a.s., SEPS, a.s., NEK UKRENERGO, Litgrid AB, Svenska Kraftnät).
2. Umów o pomocy awaryjnej określających zasady i procedury udzielania pomocy awaryjnej pomiędzy KSE i systemami zagranicznymi oraz zasady rozliczeń za udzieloną pomoc. PSE S.A. zawarła i wykonuje umowy dwustronne z sąsiednimi OSP, jak również umowy wielostronne, w których uczestniczy wielu europejskich OSP.
3. Pozostałych umów międzyoperatorskich określających m.in. zasady wzajemnej współpracy i pomocy technicznej w przypadku awarii połączenia stałoprądowego pomiędzy Polską i Szwecją, dotyczących fizycznych i wirtualnych przesuwników fazowych na połączeniach transgranicznych pomiędzy systemami niemieckim i polskim, w tym zasad ich wykorzystania oraz regulujących współpracę regionalną OSP dotyczącą poprawy bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych w regionie (inicjatywa regionalnej grupy Transmission System Operators Security Cooperation – TSC).

Zgodnie z IRIESP – Korzystanie, do podstawowych działań OSP związanych z prowadzeniem ruchu sieciowego z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej z połączonymi systemami elektroenergetycznymi należą:

- planowanie koordynacyjne z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej,
- opracowywanie bilansów technicznych mocy w KSE i planowanie pracy sieci zamkniętej z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej,
- dysponowanie mocą jednostek wytwórczych z uwzględnieniem przebiegu wymiany międzysystemowej,
- identyfikowanie ograniczeń sieciowych w sieci zamkniętej stanowiących ograniczenia w rozumieniu art. 2 ust. 2 lit. c) rozporządzenia 714/2009, obecnie art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2019/943,
- monitorowanie pracy systemu oraz zapobieganie wystąpieniu i usuwanie skutków zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowych i awarii w systemie.

Powyższe działania były realizowane z uwzględnieniem warunków umożliwiających pracę synchroniczną KSE z systemami zagranicznymi, zgodnie ze standardami Operation Handbook oraz SAFA.

Ograniczenia w dostawach i poborze energii elektrycznej

W latach 2019-2020 PSE S.A. (jako OSP) nie zgłaszała do Ministra Klimatu i Środowiska, 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.

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2019 r. i 2020 r. nie stwierdzono stanów zagrożenia pracy sieci przesyłowej skutkujących naruszeniem obowiązujących kryteriów ciągłości i niezawodności dostaw energii lub przekroczeniem poza dopuszczalne limity parametrów jakościowych energii elektrycznej. Zarówno obciążenia elementów sieci przesyłowej, jak i napięcia w rozdzielniach sieci przesyłowej utrzymywane były na poziomie dopuszczalnym. Wyłączenia dla prac wykonywanych na majątku przesyłowym realizowane były zgodnie z planem.

W okresie 2019-2020 w systemie KSE nie wystąpiły ograniczenia dostaw energii do odbiorców z powodu braku mocy.

W 2019 r. wystąpiły doraźne ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców w wyniku awarii w systemie przesyłowym (o czym mowa w pkt 1.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – *Monitorowanie awarii sieciowych*). W 2020 r. takie ograniczenia nie wystąpiły.

W 2019 r. łączne ograniczenia dostaw energii elektrycznej do odbiorców, z uwzględnieniem awarii w sieci dystrybucyjnej wyniosły 9 146 MWh, z czego 8 527 MWh (93%) stanowiły ograniczenia dostaw z powodu złych warunków atmosferycznych. W 2020 r. ograniczenia te wyniosły 6 956 MWh, z czego 6 327 MWh (90%) stanowiły ograniczenia dostaw z powodu złych warunków atmosferycznych.

Najważniejsze zdarzenia mające istotny wpływ na pracę sieci dystrybucyjnej danego OSD w latach 2019-2020 zostały wyszczególnione w pkt 1.5.1.

Stosownie do przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 4 operatorzy wszystkich systemów elektroenergetycznych współpracują między sobą, jak również z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, w tym także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów. Współpraca prowadzona jest w oparciu o zasady wyspecyfikowane w instrukcji ruchu i eksploatacji tych systemów. W oparciu o ustalenia zawarte w IRiESD-Bilansowanie odbywa się dostarczanie informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią wszystkim użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi dany system jest połączony, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci. Na podstawie zapisów IRiESD-Bilansowanie odbywa się także bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Ponadto, w IRiESD-Bilansowanie unormowane są również zagadnienia związane z umożliwianiem realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci.

Projekty inwestycyjne

Stosownie do art. 9c ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, PSE S.A. wyznaczona na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) pozostaje odpowiedzialna za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej.

W tym kontekście, w 2019 r. operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przeprowadził szereg projektów inwestycyjnych w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE. Do najważniejszych zadań należały:

- budowa linii 400 kV Bydgoszcz Zachód-Piła Krzewina,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Piła Krzewina o rozdzielnię 400 kV,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Bydgoszcz Zachód o rozdzielnię 400 kV,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Czarna w zakresie rozdzielni 400 kV,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Polkowice o rozdzielnię 400 kV,
- rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Mikułowa,

- rozbudowa i modernizacja stacji Byczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Tucznowa-Tarnów (Skawina) w związku z przyłączeniem bloku Jaworzno II,
- rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 220/110 kV Mory dla przyłączenia PKP Energetyka,
- modernizacja linii 220 kV Janów-Zgierz-Adamów – etap I,
- modernizacja linii 220 kV Byczyna-Siersza,
- dostosowanie linii 220 kV Ołtarzew-Mory do większych przesyłów mocy (likwidacja ograniczeń zwisowych),
- modernizacja stacji 400/220 kV Joachimów,
- zakup, dostawa i montaż jednostek regulacyjnych kąta fazowego napięcia do pracy z autotransformatorem AT1 i AT2 400/220 kV o mocy 500 MVA w stacji 400/220 kV Joachimów,
- modernizacja stacji 220/110 kV Czerwonak,
- modernizacja stacji 400/110 kV Narew w zakresie obwodów wtórnych,
- wdrożenie systemów ochrony technicznej w stacjach NN: Abramowice, Bieruń, Ełk, Gorzów Wielkopolski, Joachimów, Klikowa, Komorowice, Łagisza, Piotrków Trybunalski, Poręba, Rokitnica, Wanda, Zamość,
- rozbudowa systemów ochrony technicznej w wybranych stacjach NN: Adamów, Miłosna, Mory, Mościska, Plewiska, Poznań Południe, Trębaczew, Wielopole, Żarnowiec.

Z kolei w 2020 r. zakończone zostały niżej wymienione zadania inwestycyjne związane z usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE⁷⁴⁾ oraz wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych:

- budowa linii 400 kV wraz ze zmianą układu sieci NN pomiędzy aglomeracją warszawską a Siedlcami (pomiędzy nacięciami linii Stanisławów-Narew, Stanisławów-Siedlce Ujrzanów, Kozienice-Siedlce Ujrzanów),
- budowa linii 400 kV Jasiniec-Grudziądz Węgrowo,
- budowa linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Słupsk,
- budowa linii 400 kV Mikułowa-Czarna (1 tor),
- budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń-Żydowo Kierzkowo,
- budowa linii 400 kV Grudziądz Węgrowo-Pelplin-Gdańsk Przyjaźń (Grudziądz Węgrowo-Pelplin tor 1 i 2, Pelplin-Gdańsk Przyjaźń tor 2),
- budowa stacji 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z wprowadzeniem jednego toru linii 400 kV Gdańsk Błonia-Żarnowiec,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Jasiniec o rozdzielnię 400 kV,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia bloku nr 11 El. Turów,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Dobrzeń w związku z przyłączeniem bloków nr 5 i 6 El. Opole,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Wielopole dla przyłączenia autotransformatora 400/110 kV,
- rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Piaseczno,
- rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Mościska dla przyłączenia linii 110 kV PGE Dystrybucja S.A.,
- modernizacja linii 220 kV Rożki-Kielce,
- modernizacja linii 220 kV Kozienice-Rożki,
- modernizacja linii 400 kV Krajnik-Vierraden w celu dostosowania do zwiększonych przesyłów mocy,
- modernizacja stacji 220/110 kV Leśniów – etap II,
- modernizacja obwodów pierwotnych rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Klikowa,
- instalacja dławików uziemiających w stacji 400/110 kV Ełk Bis,
- instalacja drugiego autotransformatora w stacji 220/110 kV Siersza,
- wymiana istniejących autotransformatorów w stacji 220/110 kV Kopanina na jednostki 275 MVA,
- współpraca z automatyką EPC HVDC w stacji Alytus.

Zakup energii elektrycznej na pokrycie strat przesyłowych

Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 3 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne, najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD) dokonywali zakupu energii elektrycznej w celu

⁷⁴⁾ Wszystkie inwestycje zostały przekazane do ruchu, natomiast nie wszystkie zostały zakończone pod względem formalnym.

pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych przede wszystkim na zasadach umownych. Wśród podmiotów, od których kupowano energię byli sprzedawcy, z którymi OSD przed wejściem w życie obowiązku rozdziału dystrybucji od wytwarzania i obrotu (unbundling) tworzyli jedno przedsiębiorstwo. Kupowano także energię na Rynku Bilansującym.

Natomiast PSE S.A. jako OSP, zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 11 ustawy – Prawo energetyczne, dokonywała zakupu energii elektrycznej na potrzeby pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią, z uwzględnieniem dostępnych kierunków pozyskania tej energii.

W 2019 r. PSE S.A. dokonywała zakupu ww. energii elektrycznej poprzez wyłonienie dostawcy w wyniku prowadzonego postępowania przetargowego, w ramach którego, z ofert złożonych przez uczestników przetargu spełniających wymagania formalne, wybierano najlepszą – z ekonomicznego punktu widzenia – ofertę. Z wyłonionym w wyniku przetargu dostawcą PSE S.A. zawierała umowę dwustronną. Była to podstawowa forma zakupu, w ramach której PSE S.A. dokonywała nabycia dominującego wolumenu energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej.

W celu faktycznego zbilansowania zapotrzebowania energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej, brakująca część energii elektrycznej rozliczana była w ramach Rynku Bilansującego. Z uwagi na dużą godzinową zmienność ilości energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej (okresem rozliczeniowym jest godzina), na Rynku Bilansującym następowało rozliczenie odchyleń pomiędzy rzeczywistą ilością strat energii, a dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartej umowy, w której wolumen zakupionej energii został oszacowany na podstawie prognozy opracowanej przez PSE S.A. Koszty energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej zostały uznane za koszty poniesione przez PSE S.A. na pokrycie różnicy bilansowej w sieci przesyłowej, które w kalkulacji taryfy PSE S.A. przenoszone są przez opłatę sieciową zmienną.

W świetle powyższego, w 2019 r., PSE S.A. poniosła następujące koszty energii na pokrywanie różnicy bilansowej, które obejmowały (w następujących ilościach i wartościach)⁷⁵⁾:

- zakup energii elektrycznej na podstawie umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 1 626 684 MWh (łącznie koszt tej energii wyniósł 411 258 tys. zł),
- rozliczenie energii na Rynku Bilansującym⁷⁶⁾: 64 910 MWh (łącznie przychód z tytułu rozliczeń na RB wyniósł 16 162 tys. zł).

Z kolei w 2020 r. PSE S.A. wdrożyła nowy model zakupu ww. energii, który zakładał zakup:

- a) w ramach postępowania przetargowego przeprowadzonego w 2019 r., części energii odpowiadającej produktowi BASE_Y-20 na Rynku Terminowym Towarowym (RTT) TGE S.A. W wyniku przeprowadzonego postępowania przetargowego, z ofert złożonych przez uczestników przetargu spełniających wymagania formalne, została wybrana oferta najlepsza z ekonomicznego punktu widzenia. Z wyłonionym w wyniku przetargu dostawcą PSE S.A. zawarła umowę dwustronną,
- b) pozostałej części energii na TGE S.A., w ramach sesji giełdowych na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego (RDNiB) oraz na rynku RTT.

W 2020 r. były to dwie podstawowe formy zakupu, w ramach których PSE S.A. dokonała nabycia ilości energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej. Zgodnie z powyższym w 2020 r. PSE S.A. poniosła następujące koszty energii na pokrywanie różnicy bilansowej, które obejmowały (w następujących ilościach i wartościach)⁷⁷⁾:

- zakup energii elektrycznej w ramach umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 878 400 MWh (łącznie koszt tej energii wyniósł: 233 979,4 tys. zł),
- zakup energii elektrycznej na TGE S.A. w ramach w ramach sesji giełdowych na RDNiB oraz na rynku RTT: 634 631 MWh (łącznie koszt tej energii wyniósł: 149 356,3 tys. zł),
- rozliczenie energii na Rynku Bilansującym⁷⁸⁾: 32 637 MWh (łącznie koszt z tytułu rozliczeń na RB wyniósł: 856,3 tys. zł),

⁷⁵⁾ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi wg stanu na dzień sporządzenia informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

⁷⁶⁾ Przedstawiona ilość i koszt energii elektrycznej stanowi saldo rozliczeń energii elektrycznej pobranej oraz oddanej na Rynku Bilansującym, a także w ramach rozliczeń z OSP ze Szwecji i Litwy za zakup energii na pokrycie strat w sieci przesyłowej na połączeniach SwePol Link i LitPol Link.

⁷⁷⁾ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi wg stanu na dzień sporządzania informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

⁷⁸⁾ Przedstawiona ilość i koszt energii elektrycznej stanowi saldo rozliczeń energii elektrycznej pobranej oraz oddanej na Rynku Bilansującym, a także w ramach rozliczeń z OSP ze Szwecji i Litwy za zakup energii na pokrycie strat w sieci przesyłowej na połączeniach SwePol Link i LitPol Link.

- sumaryczny zakup energii: 1 545 668 MWh (łącznie koszt energii: 384 192,0 tys. zł, wraz z prowizją Domu Maklerskiego: 211,7 tys. zł, wyniósł: 384 403,7 tys. zł).

Obowiązki informacyjne

W ramach przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 9 i 9a ustawy – Prawo energetyczne odnoszącego się do obowiązku dostarczania użytkownikom sieci informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci, operatorzy systemów elektroenergetycznych dystrybucyjnych – analogicznie jak w latach poprzednich – wykorzystali zróżnicowane formy przekazu tej informacji.

Poprzez publikację danych na swoich stronach internetowych operatorzy zamieszczali i aktualizowali informacje dedykowane również wytwórcom energii elektrycznej, w ramach działań ułatwiających niedyskryminujący dostęp do sieci dla tej grupy użytkowników, takie jak:

- kontaktowe dane teleadresowe,
- informacje umożliwiające odbiorcy zmianę sprzedawcy energii elektrycznej takie jak: (1) listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi posiada zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (tzw. GUD), (2) listę sprzedawców rezerwowych, (3) informację o sprzedawcy z urzędu działającym na obszarze operatora, (4) informacje o sprzedawcy zobowiązanym wyznaczonym przez Prezesa URE, (5) listę podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, (6) wzorce umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności z odbiorcami końcowymi i sprzedawcami energii elektrycznej,
- informacje o postępowaniu przy przyłączaniu do sieci dystrybucyjnej poszczególnych rodzajów obiektów, a w szczególności różnego typu źródeł wytwórczych, wraz z dokumentami opisującymi kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia tych obiektów do sieci oraz wzorami wymaganych dokumentów,
- informacje o warunkach przyłączenia do sieci OSD wraz z wzorcami wniosków oraz niezbędne formularze,
- informacje o warunkach świadczenia usług dystrybucji (wzorcach umów o świadczenie usług dystrybucji dla odbiorców, wytwórców, sprzedawców, podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie),
- informacje o wartości dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł zgodnie z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne,
- aktualną taryfę dla dystrybucji energii elektrycznej oraz IRiESD,
- zautomatyzowane informacje o obszarach i terminach planowanych wyłączeń w sieci elektroenergetycznej, w szczególności niskonapięciowej. Dodatkowo, biuletyny o planowanych przerwach na całym terenie działania operatora,
- system obsługujący proces zgłoszeń awaryjnych oraz reklamacji.

Plany działań na wypadek zagrożeń wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach

W ramach przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne odnoszącego się do obowiązku współpracy OSD i OSP przy opracowywaniu planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii, w okresie 2019-2020 poszczególni operatorzy poinformowali o przeprowadzeniu szeregu wspólnych działań z OSP.

Poniżej zaprezentowano skrótowe zestawienie zrealizowanych projektów, według relacji stron.

- 1) **innogy Stoen Operator Sp. z o.o.** – podobnie jak w latach ubiegłych, zostały przygotowane, a w dalszej kolejności przesłane do PSE S.A. prognozy zapotrzebowania na moc (cyklicznie – kilka razy do roku) oraz dobowe prognozy zapotrzebowania na moc i prognozy mocy generowanej przez wytwórców przyłączonych do jego sieci dystrybucyjnej. Realizowano codzienną współpracę ruchową, stanowiącą realizację nadzoru operatywnego OSP nad siecią 110 kV Spółki. Pracownicy Dyspozycji innogy Stoen Operator uczestniczyli w specjalistycznych szkoleniach organizowanych przez OSP w zakresie przeglądu oraz sposobu usuwania rozległych awarii, a także istniejących zagrożeń wprowadzeniu ruchu sieci i bezpieczeństwa KSE. Ze względu na panujące warunki pandemii w 2020 r., pracownicy Dyspozycji innogy Stoen Operator uczestniczyli w szkoleniu obszarowym, zrealizowanym w trybie zdalnym.

- 2) **Enea Operator Sp. z o.o.** – w celu utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, służby Enea Operator współpracowały ze służbami operatora systemu przesyłowego PSE S.A. oraz ze służbami pozostałych operatorów systemów dystrybucyjnych (TAURON Dystrybucja S.A., ENERGA-OPERATOR S.A.) w zakresie prowadzenia ruchu sieci koordynowanej 110 kV na terenie ENEA Operator oraz z ww. służbami w zakresie planowania prac na sieci 110 kV. Współpraca oparta jest o IRiESD oraz IRiESP, a także instrukcje współdziałania służb dyspozytorskich. Od 2017 r. w ramach poprawienia bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej ENEA Operator współpracuje z PSE Innowacje Sp. z o.o. w zakresie cyklicznych szkoleń dyspozytorów mocy na symulatorze KSE.
- 3) **ENERGA-OPERATOR S.A.** w 2020 r. – podobnie jak w latach wcześniejszych, w ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, przeprowadzono m.in.:
- aktualizację kwestionariuszy dla planów odbudowy KSE,
 - aktualizację i weryfikację planów podziału sieci 110 kV na „wyspy”,
 - opracowanie planów ograniczeń dla trybu normalnego,
 - opracowanie planów ograniczeń awaryjnych A1-A5,
 - aktualizację nastaw automatyki SCO – plany ograniczeń dla trybu automatycznego,
 - udział w opracowaniu instrukcji ścieżek odbudowy systemu po rozległej awarii systemowej (blackout),
 - bieżące uzgodnienia układów pracy sieci przy wyłączeniach elementów infrastruktury sieciowej OSD i OSP.
- 4) **TAURON Dystrybucja S.A.** – w ramach wykonania przywołanego obowiązku, zostały podjęte działania polegające m.in. na:
- realizacji zadań inwestycyjnych służących poprawie stanu technicznego sieci dystrybucyjnej, w tym zadań inwestycyjnych, przewidzianych dokumentami uzgodnieniowymi z PSE S.A. oraz pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, związanymi z likwidacją występujących w sieci dystrybucyjnej WN ograniczeń w wyprowadzaniu mocy z JWCD,
 - przeprowadzeniu z PSE uzgodnień dotyczących przebudowy stacji elektroenergetycznej 400/110 kV Tucznawa oraz stacji elektroenergetycznych 220/110 kV Blachownia, Kędzierzyn-Koźle i Rokitnica,
 - utrzymaniu ciągłej współpracy służb dyspozytorskich operatora systemu przesyłowego i TAURON Dystrybucja S.A. zarówno podczas sporządzania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach pracy systemu elektroenergetycznego, jak też podczas prowadzenia ruchu tego systemu,
 - opracowania wspólnie z OSP założeń do sporządzania ekspertyz wpływu na bezpieczeństwo pracy KSE przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym 110 kV TD nowych odbiorców lub źródeł wytwórczych,
 - aktualizacji planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dla odbiorców w trybie automatycznym i awaryjnym,
 - organizacji prac eksploatacyjnych na sieci dystrybucyjnej w sposób umożliwiający ograniczenie czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej lub całkowite wyeliminowanie tych przerw,
 - stosowaniu nowych technologii w zakresie diagnostyki napowietrznych linii elektroenergetycznych (obloty śmigłowcem linii napowietrznych) oraz transformatorów (diagnostyka prewencyjna),
- 5) **PGE Dystrybucja S.A.** – zostały podjęte działania polegające m.in. na opracowaniu i przekazaniu do OSP:
- planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, podlegającego uzgodnieniu z Prezesem URE,
 - planu wprowadzania ograniczeń w trybie awaryjnym zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP,
 - planu wprowadzania ograniczeń w trybie automatycznym, jako plan nastawień automatyki SCO sporządzony według wytycznych OSP, realizuje nastawienia przekaźników SCO według planu nastawień,
 - w ramach aktualizacji Planów obrony i odbudowy KSE zaktualizowano:
 - a) tzw. Kwestionariusze C i D dotyczące możliwości pracy odpowiednio stacji i elektrowni w warunkach zaniku napięcia i ich wykorzystania w procesie odbudowy KSE;
 - b) „Plany podziału sieci 110 kV na wyspy” adekwatnie do obszaru działania oddziałów.
- Ponadto PGE Dystrybucja S.A. utrzymuje system łączności dyspozytorskiej, w tym łączności z Obszarowymi Dyspozycjami Mocy operatora systemu przesyłowego niezbędny m.in. do likwidacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zapewnia urządzenia transmisyjne umożliwiające transmisję w trybie on-line danych do systemów SCADA w centrach dyspozytorskich PGE Dystrybucja S.A. i umożliwia ich transmisję do systemów SCADA służb dyspozytorskich OSP.

Pracownicy spółki uczestniczą w szkoleniach służb dyspozytorskich organizowanych przez OSP, w szczególności w zakresie realizacji zadań wynikających z realizacji procedur określonych w planach obrony.

Zapewnienie właściwej jakości dostaw energii elektrycznej

Do innych obowiązków przedsiębiorstw elektroenergetycznych świadczących usługi przesyłania lub dystrybucji (przedsiębiorstwa sieciowe OSP, OSD), a wynikających z odrębnych przepisów, należy zapewnienie odbiorcom właściwej jakości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji ponoszonych nakładów i kosztów. Natomiast do obowiązków regulatora należy kontrola dotrzymania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz, na wniosek odbiorcy, parametrów jakościowych energii elektrycznej zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne.

Badania jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców, prowadzone w zakresie ciągłości dostaw energii elektrycznej (wskaźniki jakościowe) oraz wpływu skrajnie niekorzystnych warunków pogodowych, pozwalają na ocenę dotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez operatora sieci przesyłowej oraz przez pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych, których działalność łącznie obejmuje cały kraj. Skupienie uwagi regulatora na wskaźnikach jakościowych, które są mierzalne i na które przedsiębiorstwa energetyczne mogą oddziaływać, pozwoli Prezesowi URE na bardziej skuteczną coroczną kontrolę dotrzymania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju.

Zgodnie z § 41 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych w terminie do 31 marca każdego roku zobowiązani są do podania do publicznej wiadomości, przez zamieszczenie na swojej stronie internetowej, wskaźników dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczonych dla poprzedniego roku kalendarzowego.

Przepisy ww. rozporządzenia Ministra Gospodarki, jednoznacznie definiują dla jakiego rodzaju przerw w zasilaniu wyznacza się współczynniki SAIDI i SAIFI, tj. oddzielnie dla przerw planowanych i nie planowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw oraz wskaźnik MAIFI – stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Zgodnie z § 41 ust. 3 przywołanego rozporządzenia, operator systemu dystrybucyjnego w kalkulacji każdego ze wskaźników jest obowiązany uwzględnić udział liczby odbiorców narażonych na skutki danej przerwy w ciągu roku w łącznej liczbie obsługiwanych odbiorców, a ponadto (zgodnie z ust. 4) przyjęta w obliczeniach liczba obsługiwanych odbiorców w danym roku winna być opublikowana razem ze wskaźnikami: SAIDI, SAIFI oraz MAIFI (zgodnie z wcześniejszą Informacją Prezesa URE nr 16/2012, zamieszczoną również na stronie internetowej Urzędu, regulującą kwestię liczby odbiorców przyjętych do obliczania ww. wskaźników – do obliczeń wskaźników niezawodności sieci dystrybucyjnej należy przyjmować liczbę odbiorców przyłączonych do sieci operatora na koniec roku kalendarzowego, dla którego prowadzone są obliczenia wskaźników).

Szczegóły dotyczące monitorowania bezpieczeństwa i niezawodności pracy sieci w zakresie oceny prawidłowości ich funkcjonowania, uwzględniające takie parametry jak: moc dyspozycyjna elektrowni krajowych, maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc, rezerwa oraz ubytki mocy w odniesieniu do mocy osiągniętych w szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione w pkt 1.5 niniejszego raportu.

Realizacja pozostałych zadań

Oddziały terenowe URE dokonują oceny realizacji przez OSD obowiązków, wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne przez pryzmat sporów rozstrzyganych w trybie art. 8 ust. 1 ww. ustawy, podczas postępowań taryfowych, w trakcie postępowań koncesyjnych i w toku rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców na działania OSD.

OT URE w ramach kontrolowania wypełniania przez OSD ich zadań – w okresie sprawozdawczym przeprowadziły weryfikację 37 przedsiębiorstw, które zostały wezwane do przedstawienia stosownych wyjaśnień i dokumentów związanych z realizacją obowiązku opracowania IRiESD, stosownie do zakresu prowadzonej działalności, co uczyniły w wyznaczonym terminie. Analiza nadesłanych IRiESD wykazała, że w 31 przypadkach zostały one opracowane w sposób prawidłowy i zawierają wszelkie niezbędne elementy określone w przepisach, a co za tym idzie nie było podstaw do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzania kar pieniężnych. W 6 przypadkach stwierdzono nieprawidłowości w zakresie zgodności IRiESD z obowiązującymi przepisami prawa. Szczegółowe dane przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 38. Kontrolowanie przedsiębiorstw w zakresie związanym z realizacją obowiązku opracowania IRiESD

Lp.	Wyszczególnienie	2019 r. [szt.]	2020 r. [szt.]	Razem [szt.]
1	OT Gdańsk	2	0	2
2	OT Katowice	3	1	4
3	OT Kraków	4	4	8
4	OT Lublin	2	1	3
5	OT Łódź	4	4	8
6	OT Poznań	1	1	2
7	OT Szczecin	2	2	4
8	OT Wrocław	3	3	6
OGÓŁEM		21	16	37

Źródło: URE.

1.6.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski

20 lutego 2019 r. Prezes URE opublikował Wytyczne do treści Programów Zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowego. W Wytycznych rozszerzeniu uległ zakres tematyczny, który powinien obejmować Program Zgodności, m.in.: 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. Prezes URE wskazał, że do końca maja 2019 r. oczekuje od OSD przedłożenia do zatwierdzenia dostosowanych do Wytycznych Programów Zgodności. OSD złożyli do Prezesa URE wnioski o zmianę decyzji zatwierdzających dotychczasowe Programy Zgodności i przekazali propozycje treści swoich Programów, przygotowanych w związku z publikacją Wytycznych. W 2020 r. zakończyły się cztery postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia zmian w Programach Zgodności TAURON Dystrybucja S.A., Enea Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Zakończenie do końca 2020 r. jednego postępowania w sprawie zatwierdzenia zmian w Programie Zgodności nie było możliwe, ze względu na utrzymujące się różnice stanowisk operatora oraz Prezesa URE.

Realizacja zatwierdzonych Programów podlega kontroli Prezesa URE. Inspektorzy ds. zgodności zobowiązani są do przesłania, każdego roku do 31 marca, sprawozdań zawierających opis działań podjętych w roku poprzednim w celu realizacji Programów Zgodności. Sprawozdania z realizacji Programów, w których określono przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych Programów, zostały zarówno w 2019 r., jak i w 2020 r. przekazane Prezesowi URE w ustawowym terminie. W sprawozdaniach tych Inspektorzy ds. zgodności ujęli wymagane przez Prezesa URE zagadnienia, jednakże – podobnie jak w poprzednich latach – sprawozdania różniły się od siebie stopniem szczegółowości opisanych działań. Sprawozdania podlegają publikacji na stronie internetowej Urzędu.

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

od innych stanowisk w danej spółce. W sprawozdaniach za 2019 r. i 2020 r. nie stwierdzono w tym zakresie uchybień.

W sprawozdaniach za 2019 r. Inspektorzy podkreślali, że w związku z publikacją Wytycznych i przygotowywaniem przez OSD projektów zmian w Programach Zgodności, rozszerzających zakres tematyczny Programu, w znaczącym stopniu zwiększyła się liczba wydawanych przez nich opinii i dokonywanych analiz, szczególnie dotyczących planowanych zmian w systemach IT, relacji w ramach grupy kapitałowej czy funkcjonowania punktów obsługi klienta.

Ponadto, w nawiązaniu do informacji ze sprawozdań za 2017 r. i 2018 r., dotyczących działań podjętych w celu uniknięcia sytuacji przekazywania informacji sensytywnych podmiotom nieuprawnionym, Inspektor ds. zgodności ENERGA-OPERATOR S.A. poinformował, że sprzedawca z grupy kapitałowej ENERGA do 12 grudnia 2019 r. w pełni dostosował swoją komunikację do obowiązujących w ENERGA-OPERATOR S.A. Standardów Wymiany Informacji (SWI).

Z treści sprawozdań za 2020 r. wynika, że Inspektorzy podejmowali działania w celu upowszechnienia Programów Zgodności i zapobiegania naruszeniom ich zapisów. W tym nurcie prowadzone były działania edukacyjno-szkoleniowe adresowane do zarządów i pracowników operatorów oraz wykładnia postanowień Programów Zgodności, poradnictwo, konsultacje, obsługa zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. Powszechnie stosowana była także zasada opiniowania przez Inspektorów ds. zgodności projektów regulaminów, nowych zasad, umów i innych dokumentów przed ich przyjęciem przez zarząd operatora. Także współpraca Inspektorów i z innymi służbami operatorów w sprawie środków stosowanych w zakresie ochrony informacji sensytywnych, wpisywała się w nurt działań profilaktycznych. W tym samym nurcie odnotować należy także wystąpienie we wrześniu 2020 r. jednego z operatorów do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie opinii w sprawie zmiany logo, w związku z procesem integracji grupy kapitałowej. Zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE pozostawiono logo operatora bez modyfikacji.

Na podstawie informacji przekazanych w sprawozdaniach sformułować można ocenę, że w latach 2019-2020 nie odnotowano przypadków dyskryminacji użytkowników systemu, nie stwierdzono również naruszeń lub zagrożeń dla realizacji postanowień Programów Zgodności.

W 2019 r. Prezes URE nie odnotował skarg związanych z naruszeniem Programów Zgodności. W 2020 r. do Prezesa URE wpłynęła jedna skarga związana z podejrzeniem naruszenia Programu Zgodności poprzez udzielanie przez pracowników infolinii OSD pracownikom sprzedawcy energii, z którymi współdzielona była powierzchnia biurowa, informacji o odbiorcach będących klientami innych sprzedawców. Prezes URE wezwał operatora systemu dystrybucyjnego do przedstawienia szczegółowych informacji i wyjaśnień w tej sprawie. Po szczegółowej analizie warunków współpracy oraz postanowień umów z usługodawcą Inspektor ds. zgodności wykazał, że zarzuty zgłoszone w skardze są bezpodstawne, a przedstawione w niej praktyki nie mają miejsca.

1.7. Elektromobilność

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych⁷⁹⁾ rozszerzyła zakres kompetencji Prezesa URE o wyznaczanie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania na ogólnodostępnych stacjach ładowania, które zostaną wybudowane przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwego ze względu na lokalizację stacji ładowania wskazanej w przyjętym przez radę gminy – planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. Realizacja nowych obowiązków Prezesa URE w tym zakresie rozpoczęła się w 2020 r. W związku ze zgłaszanymi przez gminy wątpliwościami dotyczącymi z kolei ich obowiązków wynikających z ustawy o elektromobilności, Prezes URE opublikował Informację nr 17/2020 w sprawie obowiązków gmin wynikających z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, w zakresie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania i wyznaczenia operatora oraz dostawcy usług ładowania na tych stacjach⁸⁰⁾, w której m.in. wskazano informacje odnośnie zawartości wniosku o wyznaczenie do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania na stacjach ładowania.

W 2020 r. do Prezesa URE wpłynęło 15 wniosków zobowiązanych organów wykonawczych gmin o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego, które będzie pełnił funkcję operatora ogólnodostępnej stacji ładowania, która zostanie wybudowana zgodnie z planem, wykonującego zadania w zakresie

⁷⁹⁾ Ustawa z 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 110).

⁸⁰⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8784,Informacja-nr-172020.html>

zarządzania, bezpieczeństwa funkcjonowania, eksploatacji, konserwacji i remontów takiej stacji oraz dostawcy usług ładowania na takiej stacji.

Do końca 2020 r. zostało zakończonych 7 postępowań administracyjnych. W ich wyniku wyznaczono przedsiębiorstwa energetyczne, które na terenie 7 gmin pełnią funkcje operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania. Zestawienie tych gmin zostało udostępnione na stronie internetowej URE⁸¹⁾.

1.8. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Do obowiązków Prezesa URE wynikających z art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. h), należy m.in. monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, wynikających z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 44, przedsiębiorstwa energetyczne, zapewniając równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego, mają obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania energii elektrycznej, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a także w odniesieniu do grup odbiorców określonych w taryfie, oraz w zakresie innej prowadzonej działalności, niezwiązanej z wymienioną wyżej.

Podjęte przez Prezesa URE działania w powyższym zakresie w latach 2019-2020 nie odbiegały od dotychczasowej praktyki opisywanej m.in. w poprzednim raporcie. Monitoring prowadzony był wyłącznie w oparciu o informacje i dane finansowe pozyskiwane m.in. w formie arkuszy sprawozdawczych, przekazywanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w okresach półrocznych oraz rocznych, a także sprawozdań finansowych przedsiębiorstw. Informacje te, w ocenie Prezesa URE, były wystarczające.

2. PALIWA GAZOWE

2.1. Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, z którymi istnieją wzajemne połączenia, we współpracy z właściwymi organami państw członkowskich Unii Europejskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym

2.1.1. Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości

Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych w odniesieniu do systemu gazowego zostały uregulowane w rozporządzeniu 715/2009 i w Załączniku I do tego aktu oraz w rozporządzeniu CAM NC. Szczegółowe postanowienia w tym zakresie zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w IRiESP OSP i IRiESP SGT.

Rozporządzenie CAM NC zostało przyjęte na podstawie rozporządzenia 715/2009 i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich państwach członkowskich Unii Europejskiej. Reguluje ono mechanizmy alokacji zdolności w gazowych systemach przesyłowych w odniesieniu do zdolności istniejącej oraz zdolności przyrostowej oraz określa zasady współpracy operatorów sąsiadujących systemów przesyłowych w celu ułatwienia sprzedaży zdolności, z uwzględnieniem ogólnych zasad handlowych oraz zasad technicznych związanych z mechanizmami alokacji zdolności

Zgodnie z rozporządzeniem CAM NC, mechanizmy alokacji zdolności obejmują procedurę aukcyjną obowiązującą w odniesieniu do odpowiednich punktów połączeń międzysystemowych w Unii

⁸¹⁾ Lista operatorów ogólnodostępnych stacji ładowania i dostawców usług ładowania wyznaczonych przez Prezesa URE: <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/oper/4026,Lista-operatorow-ogolnodostepnych-stacji-ladowania-i-dostawcow-uslug-ladowania-w.html>

Europejskiej oraz standardowe produkty z zakresu zdolności, jakie będą oferowane i alokowane. We wszystkich punktach połączeń międzysystemowych stosuje się ten sam model aukcji. Odpowiednie procesy aukcyjne rozpoczynają się jednocześnie w odniesieniu do wszystkich odpowiednich punktów połączeń międzysystemowych. Standardowe produkty z zakresu zdolności są oferowane w następującym porządku: w pierwszej kolejności oferowane są produkty obejmujące zdolność roczną, a następnie produkty obejmujące zdolność o następnym najkrótszym okresie trwania w ramach tego samego przedziału czasowego. Operatorzy systemów przesyłowych oferują roczne, kwartalne, miesięczne, dobowe oraz śróddzienne standardowe produkty z zakresu zdolności. Użytkownikom sieci udostępnia się maksymalną zdolność techniczną, uwzględniając integralność systemu, bezpieczeństwo i efektywną eksploatację sieci. Operatorzy sąsiadujących systemów przesyłowych wspólnie oferują produkty z zakresu zdolności powiązanej.

Zgodnie z art. 26 rozporządzenia CAM NC, OGP Gaz-System S.A. w okresie od 1 lipca 2019 r. do 26 sierpnia 2019 r. przeprowadził drugie niewiążące badanie zapotrzebowania rynku na zdolność przyrostową pomiędzy polskim i sąsiadującymi systemami przesyłowymi. Na podstawie otrzymanych niewiążących zgłoszeń OGP Gaz-System S.A. wraz z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych opracowali wspólne sprawozdania z oceny zapotrzebowania rynku. W raportach MDAR (Market Demand Assessment Report) oceniono niewiążące zgłoszenia otrzymane w ramach przeprowadzonej oceny zapotrzebowania rynku i oszacowano potencjalne zapotrzebowanie na zdolność przyrostową w ramach danego systemu wejścia – wyjścia oraz określono, czy należy zainicjować realizację projektów zdolności przyrostowych. Na podstawie wyników raportu MDAR, odpowiedni OSP przeprowadzili analizy techniczne zgodnie z art. 27 ust. 2 rozporządzenia CAM NC, a następnie zgodnie z art. 27 ust. 3, przeprowadzili wspólne konsultacje propozycji projektów zdolności przyrostowych dla połączeń międzysystemowych Polska KSP – Niemcy (Trading Hub Europe, THE) oraz Polska (SGT) – Niemcy (THE), a także pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Czech.

W wykonaniu obowiązku wynikającego z art. 28 ust. 1 rozporządzenia CAM NC, OGP Gaz-System S.A. w IV kwartale 2020 r., złożyła do Prezesa URE wnioski o zatwierdzenie propozycji projektów przepustowości przyrostowych:

- 1) dla granicy obszarów rynkowych Polska (system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego grupy E) – Niemcy (THE),
- 2) na granicy pomiędzy Polską (polski odcinek Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia) i Niemcami (THE),
- 3) dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska – Czechy.

W związku z powyższym Prezes URE wszczął trzy postępowania administracyjne w powyższym zakresie, które były prowadzone w koordynacji z niemieckim Bundesnetzagentur oraz czeskim Urzędem Regulacji Energetyki ERU.

Przedłożone przez OSP propozycje projektów ostatecznie zawierały wszystkie formalne elementy niezbędne do ich zatwierdzenia, wymienione w art. 8 ust. 8, art. 25 ust. 1 i art. 28 ust. 1 lit. a-g rozporządzenia CAM NC i decyzjami z 29 kwietnia 2021 r. Prezes URE zatwierdził ww. propozycje projektów przepustowości przyrostowych.

Powiązane poziomy ofert będą dostępne w ramach aukcji zdolności rocznej na okres 15 lat i zostaną udostępnione dla rynku od roku gazowego:

- 2026/2027: dla połączenia Polska (system przesyłowy gazu ziemnego wysokometanowego grupy E) – Niemcy (THE) w punkcie połączenia międzysystemowego GCP, w wysokości 493 499 kWh/h/y,
- 2027/2028: dla połączenia polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia z Niemcami (THE) i w punkcie połączenia międzysystemowego Mallnow, w wysokości 22 262 400 kWh/h/y,
- 2028/2029: dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska-Czechy w Cieszynie w wysokości 1 143 000 kWh/h/y.

W polskim systemie przesyłowym, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP, w danym fizycznym punkcie wejścia lub fizycznym punkcie wyjścia przydział przepustowości (mocy umownej) następuje na zasadach ciągłych i na zasadach przerywanych. Dostępna przepustowość na zasadach ciągłych istniejącego fizycznego punktu wejścia lub wyjścia na połączeniu z systemem przesyłowym państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub fizycznego punktu połączenia międzysystemowego, łączącego systemy przesyłowe w celu zapewnienia zintegrowanych usług z zakresu przepustowości i zdolności, w zakresie uzgodnionym z Operatorem Systemu Współpracującego jest udostępniana przez OSP na zasadach powiązanych. W zakresie, w jakim dostępna przepustowość tych punktów nie zostanie udostępniona na zasadach powiązanych, jej przydział odbywa się w ramach procedury aukcji na

Platformie Aukcyjnej na zasadach niepowiązanych. OSP przydziela dostępną przepustowość systemu przesyłowego na okresy roczne, kwartalne, miesięczne, jednej doby gazowej, śróddzienne.

7 lutego 2020 r. Komisja Odwoławcza ACER wydała decyzję nr A-006-2019 oddalającą odwołanie OGP Gaz-System S.A. i utrzymującą w mocy decyzję Agencji z 6 sierpnia 2019 r., o wyborze węgierskiej platformy rezerwacyjnej RBP – Regional Booking Platform, zarządzanej przez FGSZ Ltd.

Przedmiotem postępowania toczącego się przed ACER był wybór platformy rezerwacji przepustowości na granicy polsko-niemieckiej, stanowiący realizację obowiązku wynikającego z art. 37 rozporządzenia CAM NC.

Na powyższe rozstrzygnięcie Komisji Odwoławczej, OGP Gaz-System S.A. złożyła skargę do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej, a Rzeczpospolita Polska przystąpiła do postępowania w charakterze interwenienta popierającego stanowisko OGP Gaz-System S.A.

2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

Operator Systemu Przesyłowego spełnia wytyczne określone w rozporządzeniu 715/2009 i udostępnia uczestnikom rynku maksymalną zdolność w punktach właściwych systemu. Stosowane mechanizmy alokacji spełniają wymóg niedyskryminacyjności i przejrzystości (alokacja przepustowości odbywa się w drodze aukcji – punkty połączeń z sąsiednimi OSW – lub w drodze procedury, której zasady, jednakowe dla wszystkich uczestników rynku, opisane są w IRiESP).

W zakresie zarządzania ograniczeniami OSP realizuje postanowienia pkt 2 załącznika I do rozporządzenia 715/2009.

2.2. Mechanizmy bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym

2.2.1. Bilansowanie

Bilansowanie systemu gazowego w krajowym systemie gazowym jest realizowane przez OSP w ramach świadczonych usług przesyłania paliw w trzech obszarach bilansowania. W skład tzw. Krajowego Systemu Przesyłowego wchodzi dwa obszary: (i) obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP_{WM}) oraz (ii) obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSP_{ZA}). Polski odcinek gazociągu Jamał-Europa Zachodnia (SGT) jest trzecim, odrębnym obszarem bilansowania. Obszar bilansowania gazu wysokometanowego w Krajowym Systemie Przesyłowym i obszar bilansowania SGT łączy punkt właściwy systemu przesyłowego – tzw. Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), przez który istnieje możliwość przesyłania gazu ziemnego. Bilansowanie fizyczne (operacyjne) jest realizowane przez OSP w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i integralności systemu przesyłowego. Natomiast bilansowaniem handlowym jest działalność OSP polegająca na określaniu i rozliczaniu wielkości niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy ilościami paliwa gazowego dostarczonego i odebranego w danym obszarze bilansowania przez użytkowników systemu.

Rozporządzenie BAL, które weszło w życie w kwietniu 2014 r., przewidywało możliwość stosowania środków tymczasowych. Instrumenty te miały na celu umożliwienie uczestnikom rynku przystosowanie się do docelowego modelu bilansowania wprowadzonego tym rozporządzeniem. Corocznie Prezes URE zatwierdzał sprawozdanie dotyczące stosowania środków tymczasowych tj. platformy rynku bilansującego (stosowana we wszystkich trzech obszarach bilansowania), tymczasowej opłaty za niezbilansowanie (stosowanej w obszarze bilansowania gazu zaazotowanego oraz SGT) oraz tolerancji niezbilansowania (stosowanej w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego). Sprawozdanie zawierało również wskazanie co do dalszego stosowania środków. 1 kwietnia 2019 r. zakończono ich stosowanie. Rozporządzenie BAL przewidywało bowiem, że środki tymczasowe (z wyjątkiem platformy rynku bilansującego) mogą być stosowane nie później niż do 19 kwietnia 2019 r. Rok 2020 był pierwszym pełnym rokiem, w którym stosowano docelowy model rynku wynikający z przepisów rozporządzenia BAL. Oznacza to, że opłata za niezbilansowanie nakładana na użytkowników sieci ustalana jest w oparciu o przepisy Rozdziału V rozporządzenia BAL (art. 19-23), w tym przede wszystkim art. 22 tego rozporządzenia, zgodnie z którym ustala się końcową cenę sprzedaży i końcową cenę kupna.

W latach 2019-2020 Prezes URE corocznie wyrażał zgodę na prowadzenie przez OSP obrotu gazem na platformie 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. Ponadto, zgodnie z wydanymi decyzjami OSP może prowadzić obrót gazem na terytorium Republiki Czeskiej w celu zbilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego. Możliwość nabycia bądź sprzedaży standardowych produktów krótkoterminowych przez OSP stanowi dodatkową, alternatywną dla transakcji zawieranych na platformie handlowej prowadzonej przez TGE S.A., możliwość podejmowania efektywnych działań bilansujących przez OSP. Wreszcie, OSP może podejmować działania bilansujące na obszarze bilansowania Krajowego Systemu Przesyłowego gazu wysokometanowego w celu zbilansowania obszaru SGT. Ww. decyzje zezwalają również na przesyłanie gazu do i z tych sąsiadujących obszarów bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania.

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. Zgodnie z decyzjami Prezesa URE, OSP może podejmować działania bilansujące na obszarze bilansowania Republiki Czeskiej oraz Republiki Federalnej Niemiec w celu zbilansowania obszaru bilansowania KSP lub SGT, a także podejmować działania bilansujące w obszarze bilansowania KSP w celu zbilansowania obszaru SGT. Decyzja o wyrażeniu zgody na działania bilansujące na sąsiednich obszarach bilansowania obowiązuje w danym roku gazowym tj. od 1 października, godz. 6:00 danego roku do 1 października, godz. 6:00 roku następnego. W latach 2019-2020 OSP nie podejmował działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania.

W zakresie bilansowania należy również wspomnieć, że od 1 stycznia 2019 r. obowiązuje nowa metoda kalkulacji opłat związanych z neutralnością bilansowania nosząca nazwę *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 dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych*. Metoda ta jest zatwierdzana przez Prezesa URE na podstawie art. 30 ust. 2 rozporządzenia BAL. Nowy Mechanizm reguluje następujące zagadnienia:

- 1) koszty i przychody podlegające uwzględnieniu w ramach neutralności bilansowania,
- 2) przepływy pieniężne z tytułu neutralności bilansowania,
- 3) mechanizm korygujący wysokość stawki opłaty związanej z neutralnością bilansowania,
- 4) uzgodnienia dotyczące zarządzania ryzykiem kredytowym.

Najbardziej istotną zmianą w porównaniu do wcześniej obowiązującego Mechanizmu było wprowadzenie nowych zasad utrzymywania i monitorowania poziomu zabezpieczeń utrzymywanych przez użytkowników sieci. Zgodnie z nowymi zasadami muszą oni 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. OSP weryfikuje wysokość zabezpieczeń za dzień poprzedni i w przypadku stwierdzenia, że ustanowiono zbyt niskie zabezpieczenie, jest on zobowiązany podejmować stosowne działania. Należy zaznaczyć, że w przypadku gdy zabezpieczenie będzie wynosić więcej niż 50%, lecz mniej niż 125% wartości roszczeń OSP, operator 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. OSP rozpoczął weryfikację wysokości zabezpieczeń za styczeń 2019 r. na początku lutego 2019 r. W 2020 r. wprowadzono zmiany do zatwierdzanego przez Prezesa URE Mechanizmu. Dotyczyły one przede wszystkim wysokości i rodzaju zabezpieczeń, np. wprowadzono dodatkowy próg zabezpieczenia wynoszący 150 000 zł. Zmieniono i doprecyzowano katalog zabezpieczeń, które może przedłożyć użytkownik sieci. Przyjęto zasadę, że operator systemu przesyłowego może odstąpić od wezwania do uzupełnienia zabezpieczenia w sytuacji, gdy wysokość wymaganego zabezpieczenia w stosunku do ustanowionego jest niższa o kwotę nie większą niż 1 000 zł. Uznano bowiem, że nie zachodzi konieczność wszczynania procedury zawieszenia w sytuacji, gdy kwota brakującego zabezpieczenia ma charakter bagatelny. Mechanizm został również uzupełniony o zasady postępowania w przypadku wznowienia przesyłania paliwa gazowego. Decyzja

Prezesa URE weszła w życie 1 czerwca 2020 r. (z wyjątkiem postanowienia wprowadzającego dodatkowy próg zabezpieczenia, które obowiązuje od 1 października 2020 r.).

W latach 2019-2020 w punkcie połączenia międzysystemowego Branice na granicy polsko-czeskiej stosowane były usługi bilansujące. Zasady stosowania usług bilansujących zostały zawarte w art. 8 rozporządzenia BAL oraz umowie na świadczenie tych usług, która jest zawierana przez operatora systemu przesyłowego po przeprowadzeniu niedyskryminacyjnej procedury przetargowej.

Ponadto, w 2020 r. Prezes URE uczestniczył na forum międzynarodowym (wspólnie z ACER i ENTSO-G) w opracowaniu dokumentu pt. *Misconduct at EU balancing zones. Policy paper with recommendations*. Dokument ten dotyczy procedury i zasad postępowania w przypadku wystąpienia znacznego, nietypowego dla danego użytkownika sieci niezbilansowania, które może stanowić naruszenie obowiązujących zasad. Publiczne konsultacje w tej sprawie zostały przeprowadzone jesienią 2020 r, natomiast wspólny dokument ACER i ENTSO-G został opublikowany 10 lutego 2021 r.⁸²⁾

2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie gazowym

Zgodnie z postanowieniami IRiESP, OSP eksploatuje system przesyłowy oraz steruje jego ruchem w sposób zmniejszający prawdopodobieństwo powstania ograniczeń systemowych, jak również planuje i realizuje prace (w tym rozbudowę systemu) w systemie tak, aby nie powodować ograniczeń.

Operator systemu przesyłowego podejmuje działania pozwalające na eliminowanie możliwości powstawania ograniczeń systemowych, w tym m.in.:

- na etapie rozpatrywania wniosków o przydział przepustowości lub zatwierdzania prognozy przydziału przepustowości, OSP analizuje możliwości realizacji nowych umów tak, aby nie powodowały obniżenia poziomu bezpieczeństwa dostaw oraz jakości paliwa gazowego dostarczanego dla dotychczasowych użytkowników systemu,
- w przypadku, gdy istnieją możliwości realizacji usług przesyłania, OSP udostępnia osiągalną przepustowość zgodnie z postanowieniami IRiESP,
- w przypadku braku możliwości realizacji usług przesyłania na zasadach ciągłych, OSP udostępnia, o ile to możliwe, usługi przesyłania na zasadach przerywanych,
- planuje prace w systemie tak, aby nie powodować ograniczeń, a jeśli wystąpienie ograniczeń w związku z prowadzonymi pracami jest konieczne, dokłada starań, aby zminimalizować ich skutki.

OSP oferuje niewykorzystane zdolności na rynku pierwotnym na zasadach ciągłych i na zasadach przerywanych, w przypadku ograniczeń kontraktowych, a także umożliwia użytkownikom sieci odsprzedaż bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym. W 2020 r. na rynku wtórnym aktywnych było 114 ofert odsprzedaży przepustowości. 103 oferty zakończyły się transakcjami odsprzedaży, których wolumen wyniósł łącznie 15 368 072 MWh.

Zgodnie z postanowieniami Załącznika I do rozporządzenia 715/2009 zawierającego wytyczne regulujące zasady mechanizmów alokacji zdolności i procedury zarządzania ograniczeniami (*congestion management procedures*), w przypadku ograniczeń kontraktowych OSP obowiązany był wdrożyć następujące środki:

1. Zwiększenie zdolności w ramach mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu

Mechanizm nadsubskrypcji wykupu (*Oversubscription and buy-back scheme*) zakłada, że w przypadku stwierdzenia przez OSP na podstawie przeprowadzonych analiz, m.in. statystycznych, w danym punkcie połączenia międzysystemowego zarezerwowanej zdolności ciągłej, która regularnie nie jest wykorzystywana w danym okresie, a powoduje ograniczenia dostępu do systemu przesyłowego dla innych podmiotów – OSP ma prawo do udostępnienia tej zdolności na zasadach ciągłych innym uczestnikom rynku. Zdolność ta będzie oferowana jako produkt na dzień następny (Day Ahead) na zasadach ciągłych. W przypadku, gdyby jednak pierwotnie uprawniony podmiot chciał wykorzystać tę zdolność w dniu, w którym OSP sprzedał zdolność na zasadach nadsubskrypcji, OSP przeprowadzi aukcję wykupu, w trakcie której zaoferuje użytkownikom możliwość odsprzedaży zarezerwowanej przepustowości. Pułap cenowy dla takiej aukcji wynosi 10-krotność stawki za dobową zdolność przesyłową. W przypadku braku możliwości wykupu przez OSP zdolności, tak aby zrealizowane mogły zostać wszystkie nominacje – OSP za odpowiednią bonifikatą, określoną w taryfie OSP, dokona redukcji przydziału przepustowości. Dzięki zastosowaniu tego mechanizmu może być oferowana zwiększona

⁸²⁾ Dokument dostępny na stronie: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/EU%20Balancing%20Suspected%20Misconduct_%20ACER_%20ENTSO%20Policy%20Paper.pdf

zdolność w punktach, w których dotychczas cała zdolność była zarezerwowana, chociaż nie zawsze w pełni wykorzystywana. Został on wdrożony 1 października 2013 r.

W latach 2019-2020 nie zaistniały okoliczności skutkujące udostępnieniem przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu.

2. Mechanizm oparty na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać”

Zgodnie z założeniem wytycznych dotyczących procedur zarządzania ograniczeniami mechanizm oparty na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (*Long-term use-it-or-lose-it mechanism -long-term UIOLI*) stosowany jest przez OSP oraz Prezesa URE jako środek, aby przeciwdziałać długoterminowemu blokowaniu przepustowości. Zakłada on, że w przypadku, gdy w punktach połączeń międzysystemowych użytkownik sieci wykorzystuje rocznie średnio mniej niż 80% swojej zakontraktowanej zdolności zarówno w okresie od 1 kwietnia do 30 września, jak i w okresie od 1 października do 31 marca, przy efektywnym czasie trwania umowy wynoszącym ponad rok, czego nie może należycie uzasadnić oraz nie sprzedał ani nie zaoferował na rozsądnych warunkach swojej niewykorzystanej zdolności, a inni użytkownicy sieci ubiegają się o zdolność ciągłą, OSP zgłasza to Prezesowi URE. W tej sytuacji regulator po analizie danych przekazanych przez OSP wydaje decyzję, w której zobowiązuje OSP do odebrania użytkownikowi niewykorzystywanej części zdolności zakontraktowanej. Omawiany mechanizm został wdrożony 1 października 2013 r.

W latach 2019-2020 OSP nie zgłaszał do Prezesa URE potrzeby zastosowania wobec długoterminowych przydziałów zakontraktowanej przepustowości procedury opartej na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać”.

3. Rezygnacja z zakontraktowanej zdolności

Każdy użytkownik ma prawo zrezygnować z zarezerwowanej zdolności (*Surrender of contracted capacity*) i przekazać ją OSP. 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. Użytkownik zachowuje wszelkie prawa i obowiązki związane z zarezerwowaną zdolnością do momentu ponownego zaalokowania jej przez OSP.

Mechanizm ten został wdrożony 1 października 2013 r. W latach 2019-2020 nie miała miejsca sytuacja rezygnacji przez użytkownika z zakontraktowanej zdolności.

4. Mechanizm udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać”

Mechanizm ten (*Firm day-ahead use-it-or-lose-it mechanism – FDA UIOLI*) jest stosowany przez OSP w wyniku zobowiązania go przez Prezesa URE, jeżeli coroczny raport Agencji z monitorowania w zakresie ograniczeń w punktach połączeń międzysystemowych odnośnie do produktów z zakresu zdolności ciągłej, o którym mowa w punkcie 2.2.1 ppkt 2 ww. wytycznych, wykaże, że podczas procedur alokacji zdolności zapotrzebowanie przekraczało ofertę przy cenie wywoławczej, gdy wykorzystywane są aukcje w danym roku lub w kolejnych dwóch latach – w odniesieniu do określonych warunków dotyczących ilości produktów z zakresu zdolności ciągłej o określonym czasie trwania (pkt 2.2.3 ppkt 1 lit. a) – d) ww. wytycznych).

W ramach tego mechanizmu, dla każdego użytkownika sieci w punktach połączeń międzysystemowych OSP wprowadza zasady dotyczące zmiany początkowej nominacji. Renominacja jest dozwolona jedynie w zakresie od 10% do 90% przydzielonej zdolności na zasadach ciągłych. Jeżeli jednak nominacja przekracza 80% przydzielonej zdolności, to jedynie połowa nienominowanej ilości może być renominowana w górę. W zakresie pozostałej przydzielonej użytkownikowi zdolności, renominacja traktowana jest jak renominacja złożona dla zdolności przerywanej. Jeżeli nominacja nie przekracza 20% przydzielonej zdolności, to połowa nominowanej ilości może być renominowana w dół.

Mechanizm został wdrożony 1 lipca 2016 r. W latach 2019-2020, ze względu na brak stwierdzenia w raporcie ACER ograniczeń w punktach połączeń międzysystemowych łączących Polskę z państwami ościennymi, nie było uzasadnienia dla stosowania mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać”.

Powyższe mechanizmy zostały wprowadzone zarówno do IRiESP Krajowego Systemu Przesyłowego, jak i do IRiESP Systemu Gazociągów Tranzytowych. Głównym celem ich zastosowania jest zapobieganie powstawaniu oraz niwelowanie istniejących ograniczeń kontraktowych w punktach połączeń międzysystemowych z sąsiadującymi państwami członkowskimi UE.

W latach 2019-2020 Prezes URE prowadził działania monitorujące mające potwierdzić prawidłowe realizowanie przepisów zarządzania ograniczeniami systemowymi.

2.3. Warunki przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci

2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE

W latach 2019-2020 monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było na bieżąco przez OT URE, w szczególności:

- poprzez monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z obowiązku określonego w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (obligatoryjne powiadamianie Prezesa URE o każdym przypadku odmowy przyłączenia do sieci gazowej),
- podczas rozstrzygania spraw spornych z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej,
- w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych,
- w postępowaniach koncesyjnych,
- w trakcie postępowań o zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw, które dostarczają odbiorcom paliwo gazowe,
- w trakcie przeprowadzonego przez Prezesa URE badania warunków funkcjonowania systemów dystrybucyjnych gazowych w odniesieniu do systemu zarządzanego przez PSG Sp. z o.o., jak i w odniesieniu do systemów zarządzanych przez innych OSD.

W omawianym okresie OT URE otrzymały ogółem 23 152 powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej.

W tym samym czasie Prezes URE wydał 68 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wśród nich 29 stanowiło decyzje negatywne dla podmiotu przyłączanego (nie potwierdzały istnienia publicznoprawnego obowiązku przyłączenia). Łączna liczba decyzji uległa wzrostowi w stosunku do lat 2017-2018, kiedy to Prezes URE wydał ich 41.

Szczegółowe informacje nt. wymienionych kwestii podano w dalszej części raportu.

Na podstawie art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych 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, 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 ustawowo obowiązane do niezwłocznego pisemnego powiadomienia o odmowie jej zawarcia Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Przedsiębiorstwa realizując ten obowiązek przesyłają do poszczególnych **Oddziałów Terenowych** stosowne informacje. Zostały one ujęte w tabeli poniżej.

Tabela 39. Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej w latach 2019-2020 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OT Gdańsk	8	1 002	1 010
2	OT Katowice	119	595	714
3	OT Kraków	418	3 750	4 168
4	OT Lublin	320	3 653	3 973
5	OT Łódź	2 340	5 544	7 884
6	OT Poznań	257	2 845	3 102
7	OT Szczecin	306	200	506
8	OT Wrocław	575	1 220	1 795
	OGÓŁEM	4 343	18 809	23 152

Źródło: URE.

Stosownie do postanowień art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE rozstrzyga, na wniosek strony, spory dotyczące m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Stosowną statystykę w tej kwestii zaprezentowano poniżej.

Tabela 40. Rozstrzygnięcia sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej wydane w poszczególnych OT URE w latach 2019-2020

Lp.	Wyszczególnienie	Łączna liczba wydanych decyzji [szt.]	Decyzja pozytywna dla podmiotu przyłączanego [szt.]	Decyzja negatywna dla podmiotu przyłączanego [szt.]
1	OT Gdańsk	0	0	0
2	OT Katowice	1	0	0
3	OT Kraków	21	5	16
4	OT Lublin	7	0	7
5	OT Łódź	26	26	0
6	OT Poznań	4	0	4
7	OT Szczecin	5	3	2
8	OT Wrocław	4	4	0
OGÓŁEM		68	38	29

Źródło: URE.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie wpłynęło ich do OT URE łącznie 180, z czego zdecydowana większość (178) związana była z przyłączeniami do sieci gazowej, pozostałe (2) – z parametrami dostarczanego gazu.

Tabela 41. Skargi lub wnioski w zakresie przyłączeń do sieci gazowej w latach 2019-2020 w poszczególnych OT URE

Lp.	Wyszczególnienie	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej [szt.]	Skargi lub wnioski w zakresie związanym z parametrami dostarczanego gazu do odbiorców [szt.]	Ogółem [szt.]
1	OT Gdańsk	0	0	0
2	OT Katowice	14	1	15
3	OT Kraków	17	0	17
4	OT Lublin	9	0	9
5	OT Łódź	55	0	55
6	OT Poznań	33	0	33
7	OT Szczecin	3	0	3
8	OT Wrocław	47	1	48
OGÓŁEM		178	2	180

Źródło: URE.

Poniżej przedstawiono cząstkowe sprawozdania poszczególnych OT URE dotyczące monitoringu przedsiębiorstw energetycznych w omawianym zakresie.

OT Gdańsk – w 2019 r. na obszarze woj. pomorskiego PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Gdańsku łącznie wydał 179 odmów przyłączenia do sieci gazowej. Z przyczyn ekonomicznych wydano 178 odmów – były one związane z brakiem efektywności ekonomicznej inwestycji związanych z przyłączeniem odbiorców. Odbiorcy wnioskujący o przyłączenie znajdowali się w znacznej odległości od sieci gazowej i nawet uwzględnienie potencjału związanego z możliwością przyłączenia innych odbiorców nie spowodowało poprawy wyniku efektywności ekonomicznej. Odbiorcy Ci nie byli zainteresowani przyłączeniem z ustaleniem opłaty za przyłączenie zgodnie z art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo Energetyczne. Z żadnym z podmiotów, które otrzymały odmowę przyłączenia do sieci gazowej, nie zawarto umów o przyłączenie z ustaleniem opłaty przyłączeniowej, gwarantującej uzyskanie efektywności ekonomicznej przedmiotowego przyłączenia. Z przyczyn technicznych wydano 1 odmowę – dotyczyła ona braku sieci gazowej w danej miejscowości.

Natomiast Oddział Zakład Gazowniczy w Olsztynie udzielił 4 odmowy przyłączenia do sieci gazowej tylko z przyczyn ekonomicznych.

W 2020 r. na obszarze woj. pomorskiego PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Koszalinie nie wydawał żadnych odmów przyłączenia do sieci gazowej. Natomiast jak wynika z zebranego materiału (zawiadomienia o odmowie wydania warunków przyłączenia) Oddział Zakład Gazowniczy w Gdańsku łącznie wydał 300 odmów przyłączenia do sieci gazowej. Z przyczyn ekonomicznych wydano 292 odmowy – z uwagi na brak efektywności ekonomicznej inwestycji związanych z przyłączeniem odbiorców. Z przyczyn technicznych wydano 8 odmów. Jedną z odmów dotyczyła braku wystarczającej przepustowości istniejącej sieci gazowej. W przypadku dwóch odmów, gazociąg źródłowy będący źródłem gazu jest na etapie projektowania. W przypadku czterech odmów przyczyną był brak sieci gazowej w miejscowości oraz jedna odmowa związana była z brakiem możliwości rozbudowy sieci gazowej z przyczyn formalno-prawnych.

Jak wskazał Oddział Zakład Gazowniczy w Olsztynie, w 2020 r. udzielił on 524 odmowy przyłączenia do sieci gazowej, w tym 523 z przyczyn ekonomicznych i jedną z przyczyn technicznych. Głównym powodem udzielonych odmów z przyczyn ekonomicznych był brak spełnienia warunków ekonomicznych analizowanych zadań przyłączeniowych. W zdecydowanej większości odmowy dotyczyły gazyfikacji nowych miejscowości położonych na terenach woj. warmińsko-mazurskiego, w tym w szczególności, dawnych terenów należących do Oddziału Mazowieckiego. Główne powody braku opłacalności ekonomicznej to:

- zbyt duże odległości potencjalnych klientów od istniejącej sieci gazowej,
- brak odpowiedniego potencjału – dużych odbiorców, którzy stali by się „kołem napędowym” dla tego typu inwestycji,
- na obszarze działania OZG Olsztyn występują dwa obszary taryfowe: gdański i warszawski. Z przeprowadzonych analiz ekonomicznych jednoznacznie wynika, że zadania z obszaru taryfy warszawskiej, zdecydowanie częściej wychodzą jako nieopłacalne. Powodem takiego stanu rzeczy są niższe stawki za dystrybucję paliwa gazowego występujące w tej taryfie,
- trudne tereny do gazyfikacji: duże obszary leśne, jeziora, koleje, obszary natura 2000,
- wysokie żądania finansowe za posadowienie infrastruktury gazowej na terenach należących do gmin i powiatów oraz brak zgód od właścicieli prywatnych,
- brak zgód właścicieli dróg krajowych na posadowienie sieci gazowej w pasach drogowych,
- zbyt wysokie nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji sieci gazowej w porównaniu z wpływami za dystrybucję paliwa gazowego.

Odmowa z przyczyn technicznych wydana została w grupie B I. Powodem udzielenia odmowy była niewystarczająca przepustowość sieci gazowej występującej w danym terenie.

OT Gdańsk w latach 2019-2020 otrzymał powiadomienia o odmowach przyłączenia 1 010 obiektów do sieci gazowej. Dla porównania, w poprzednim okresie sprawozdawczym (2017-2018) do oddziału wpłynęły łącznie zgłoszenia obejmujące 182 obiekty. Wzrost o 550% spowodowany był głównie wzrostem odmów do sieci gazowej z powodu braku warunków ekonomicznych. Jednocześnie w omawianym okresie, podobnie jak w latach 2017-2018, odmowy przyłączenia do sieci gazowej dotyczyły w szczególności obszarów słabo wyposażonych w infrastrukturę gazową. Szczególnie istotny przyrost odmów nastąpił w 2020 r. (liczba odmów – 824) w porównaniu do lat poprzednich.

W omawianym okresie **OT Kraków** otrzymał powiadomienia o odmowach przyłączenia 4 168 obiektów do sieci gazowej, z czego 418 z nich dotyczyło odmów z przyczyn technicznych, a 3 750 z przyczyn ekonomicznych, co stanowi wzrost w stosunku do okresu lat 2017-2018.

Wskazywanymi przez operatorów sieci dystrybucyjnej szczegółowymi przyczynami odmów przyłączenia do sieci były m.in.:

- brak przepustowości istniejącej sieci gazowej,
- brak możliwości rozbudowy sieci gazowej z przyczyn formalno-prawnych,
- brak sieci gazowej w danej miejscowości,
- brak dostępnych rezerw przepustowych w sieci przesyłowej.

Za główną przyczynę odmów z tytułu braku warunków ekonomicznych należy zaś wskazać negatywny wynik przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji w związku z koniecznością poniesienia dodatkowych środków finansowych na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej niezbędnej do przyłączenia nowych odbiorców.

W okresie 2019-2020 OT Kraków wydał 22 decyzje w sprawach rozstrzyganych na podstawie z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, które dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej obiektów należących do wnioskodawców. Zostało wydanych 5 decyzji umarzających postępowanie oraz 17 stwierdzających, że na operatorze systemu dystrybucyjnego nie ciąży

publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie. Analiza rozstrzyganych w OT Kraków sporów wskazuje, że główną przyczyną odmów przyłączenia do sieci gazowej jest brak ekonomicznych warunków przyłączenia. Odmowy wynikały z negatywnych wyników przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji, gdyż przyłączenie nowych odbiorców do sieci wiązało się z koniecznością poniesienia przez przedsiębiorstwo energetyczne dodatkowych kosztów na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej. Prowadzone w tym zakresie postępowania administracyjne potwierdzały ustalenia operatora systemu dystrybucyjnego. W 5 przypadkach, w toku prowadzonych postępowań, operator systemu dystrybucyjnego dokonał ponownej analizy przedłożonych wniosków i wydał wnioskodawcom warunki przyłączenia do sieci gazowej, a następnie zawarł z nimi umowy o przyłączenie. Uwzględniając powyższe okoliczności prowadzone postępowania zostały umorzone.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji było również podejmowane w trakcie rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców. W okresie sprawozdawczym do OT Kraków wpłynęło 17 skarg odbiorców dotyczących kwestii związanych z przyłączeniem, m.in. terminu realizacji umowy o przyłączenie. W badanym okresie brak było skarg dotyczących parametrów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego.

OT Katowice w okresie 2019-2020 otrzymał powiadomienia o odmowie przyłączenia 714 obiektów do sieci gazowej (595 ze względu na brak warunków ekonomicznych i 119 ze względu na brak warunków technicznych). Dla porównania, w poprzednim okresie sprawozdawczym (2017-2018) do oddziału wpłynęły łącznie zgłoszenia obejmujące 187 obiektów. W przypadku braku warunków technicznych powodami odmów był brak infrastruktury gazowej na danym obszarze, natomiast w przypadku braku warunków ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji.

W omawianym okresie do **OT Lublin** zgłoszono łącznie 3 973 powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej. Analiza zgłoszonych odmów przyłączenia wskazuje, że ich główną przyczyną był brak ekonomicznych warunków przyłączenia – 3 653 przypadków. Z uwagi na brak technicznych warunków przyłączenia odmówiono przyłączenia w 320 przypadkach. Należy przy tym wskazać, że w porównaniu do lat 2017-2018 nastąpił znaczny wzrost liczby odmów przyłączenia do sieci gazowej. Powyższe jest spowodowane m.in. tym, że wzrosła liczba wniosków dotyczących przyłączenia do sieci gazowej (m.in. w związku z zamiarem skorzystania z innych sposobów ogrzewania domów niż piece węglowe), które dotyczyły obiektów zlokalizowanych na obszarach, na których w niedostatecznym stopniu rozwinięta jest infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu. Dodatkowo jak wynika z informacji przedstawianych przez PSG Sp. z o.o. w ramach rozpatrywania wniosków o przyłączenie zaostrożona została metoda oceny efektywności ekonomicznej inwestycji przyłączeniowej, co mogło mieć wpływ na wzrost liczby odmów z powodu braku warunków ekonomicznych.

Zmiana powyższego trendu możliwa jest poprzez przyjęcie określonego modelu rozwoju systemu gazowego (przesyłowego i dystrybucyjnego). Rozwój i modernizacja sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nie powinny być determinowane jedynie aktualnymi potrzebami, ale powinno również uwzględniać fakt, że wobec zachodzących zmian dotyczących klimatu rosnąć będzie zapotrzebowanie na paliwo gazowe także wśród indywidualnych odbiorców, a tym samym rosnąć będzie liczba podmiotów zainteresowanych przyłączeniem do sieci gazowej. Rozbudowa sieci gazowych powinna zatem stanowić odpowiedź na rosnące zainteresowanie ze strony podmiotów, o których mowa wyżej oraz być impulsem do systemowego i zrównoważonego rozwoju kraju, zaś jej kierunki nie powinny być wyznaczone jedynie bieżącym zapotrzebowaniem.

W oddziale wydano także 7 decyzji rozstrzygających spory w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Przedmiotowe spory związane były z odmową przyłączenia obiektów wobec braku warunków ekonomicznych przyłączenia. Realizacja przyłączenia każdorazowo wymagała rozbudowy sieci – co zważywszy na pojedyncze wnioski o przyłączenie i wysokość nakładów z tym związanych, nie znajdowało ekonomicznego uzasadnienia.

W analizowanym okresie wpłynęło 9 skarg i wniosków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej.

OT Łódź otrzymał 7 884 powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej. Podkreślić należy, że w stosunku do poprzedniego okresu nieznacznie zmniejszyła się ogólna liczba powiadomień, ale nadal utrzymuje się ona na bardzo wysokim poziomie.

W tym samym czasie wydano 26 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące problemu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do

sieci gazowej. Wszystkie decyzje uznano za pozytywne dla podmiotu przyłączanego. W 26 przypadkach, w toku prowadzonych postępowań, przedsiębiorstwa gazownicze dokonały ponownej analizy przedłożonych wniosków i wydały odbiorcom warunki przyłączenia do sieci gazowej. Uwzględniając powyższe prowadzone postępowania zostały umorzone.

Odnotowania wymaga fakt, że znacząco zwiększyła się liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, które wpłynęły do oddziału: w 2019 r. złożono 14 takich wniosków, natomiast w 2020 r. liczba wniosków wyniosła 152. Tendencja wzrostowa nadal utrzymuje się w 2021 r.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie 55 skarg i wniosków, jakie wpłynęły do OT Łódź, związanych było z przyłączeniami do sieci gazowej, nie odnotowano skarg związanych z parametrami dostarczanego gazu.

Monitoring odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci gazowej pozwala na stwierdzenie, że zapotrzebowanie na rozbudowę sieci gazowej na potrzeby przyłączania nowych odbiorców systematycznie wzrasta, szczególnie w rejonach podmiejskich. Wraz z rozwojem budownictwa indywidualnego pojawia się konieczność dostosowania infrastruktury energetycznej do zapotrzebowania odbiorców. Coraz bardziej restrykcyjne wymogi dotyczące ochrony środowiska skłaniają inwestorów do występowania o wydanie warunków przyłączenia do sieci gazowej.

Często także o wydanie warunków przyłączenia do sieci gazowej występują indywidualni odbiorcy, którzy uzyskali pozwolenie na budowę w atrakcyjnych pod względem turystycznym miejscowościach. W takich przypadkach rozbudowa sieci gazowej jest nieopłacalna ze względów ekonomicznych.

W zakresie odmów przyłączenia do sieci gazowej w latach 2019-2020, do **OT Poznań** wpłynęły łącznie powiadomienia o odmowie przyłączenia do sieci 3 102 obiektów. Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, adres obiektu i przyczyny odmowy.

W 2 845 przypadkach odmowy przyłączenia obiektów do sieci spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych, w 257 przypadkach – brakiem warunków technicznych. Odmowy z przyczyn ekonomicznych sieci wynikały z negatywnych wyników przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji, w związku z koniecznością poniesienia dodatkowych środków finansowych na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej niezbędnej do przyłączenia nowych odbiorców. Wskazywanymi przez operatorów sieci dystrybucyjnej przyczynami odmów przyłączenia do sieci z powodu braku warunków technicznych były m.in.: brak istniejącej sieci gazowej, brak przepustowości sieci gazowej, brak możliwości rozbudowy sieci gazowej z przyczyn formalno-prawnych.

W latach 2019-2020 OT Poznań wydał 4 decyzje dotyczące rozstrzygnięcia sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. We wszystkich przypadkach orzeczono, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

W zakresie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych w 33 przypadkach (14 w 2019 r., 19 w 2020 r.) skargi i wnioski dotyczyły m.in. realizacji zawartych umów o przyłączenie do sieci, opłaty przyłączeniowej i odmowy przyłączenia do sieci.

OT Szczecin otrzymał powiadomienia o odmowach przyłączenia 506 obiektów do sieci gazowej, z czego 60,47% z nich dotyczyło odmów z przyczyn technicznych, a 39,53% odmów z przyczyn ekonomicznych. Dla porównania, w poprzednim okresie sprawozdawczym 2017-2018 do oddziału wpłynęło znacznie więcej zgłoszeń o odmowach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej, łącznie zgłoszenia obejmowały 959 obiektów.

Wskazywanymi przez operatorów sieci dystrybucyjnej przyczynami odmów przyłączenia do sieci, podobnie jak w poprzednim okresie sprawozdawczym, były m.in.:

- brak przepustowości sieci gazowej niskiego ciśnienia,
- brak istniejącej sieci gazowej na wysokości wnioskowanego o przyłączenie obiektu,
- brak sieci gazowej w danej miejscowości,
- brak dostępnych rezerw przepustowych w sieci przesyłowej,
- brak ujęcia danego rejonu w planie rozwoju przedsiębiorstwa.

Odmowy z przyczyn ekonomicznych wynikały z negatywnych wyników przeprowadzonych analiz ekonomicznych – brak opłacalności inwestycji, w związku z koniecznością poniesienia dodatkowych środków finansowych na wybudowanie nowych odcinków infrastruktury gazowej niezbędnej do przyłączenia nowych odbiorców (inwestycje nie uwzględnione w aktualnych planach rozwoju danego operatora).

W omawianym okresie w Oddziale wydano 5 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W 3 przypadkach wydano decyzje umarzające postępowanie z uwagi na zawarcie przez strony umów przyłączeniowych, w pozostałych przypadkach stwierdzono, że na OSD nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia wnioskodawcą umowy o przyłączenie do sieci gazowej z uwagi na brak warunków ekonomicznych (przeprowadzona analiza przyłączenia do sieci gazowej nieruchomości wnioskodawców, dokonana przy uwzględnieniu wymaganego zakresu przyłączenia oraz określonego we wniosku zużycia paliwa gazowego dla odpowiedniej grupy taryfowej wykazała, że przedmiotowe przyłączenie nie spełnia warunków ekonomicznych). W okresie sprawozdawczym rozpatrywano 3 skargi dotyczące braku zasadności odmowy przyłączenia do sieci.

Do **OT Wrocław** w latach 2019-2020 wpłynęło łącznie 1 795 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej. Większość (1 120 odmów) dotyczyła braku warunków ekonomicznych dla obiektów zainteresowanych przyłączeniem do sieci. W porównaniu do poprzedniego okresu nastąpił znaczny wzrost liczby tych powiadomień.

W omawianym czasie wydano 4 decyzje administracyjne rozstrzygające sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. We wszystkich przypadkach wydano decyzje umarzające postępowanie z uwagi na zawarcie przez strony umów przyłączeniowych.

W okresie sprawozdawczym wpłynęło 48 skarg odbiorców związanych z przyłączeniem obiektów do sieci gazowej (odmowa wydania warunków przyłączeniowych, zawarcia umowy przyłączeniowej) oraz jakością dostarczanego paliwa gazowego.

2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE

Należy wskazać, że przez awarię rozumie się zdarzenie powodujące utratę technicznej sprawności sieci dystrybucyjnej lub przyłączonych do niej sieci, instalacji, urządzeń, lub bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia, mienia, środowiska, lub nagłą konieczność przeciwdziałania powstaniu takich zagrożeń lub ich uniknięcia oraz usunięcia skutków spowodowanych ich wystąpieniem powodującą ograniczenia w dostarczaniu, przesyłaniu lub odbiorze paliwa gazowego.

Zamierzenia inwestycyjne i modernizacyjne mające na celu uzyskanie właściwego poziomu bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego oraz zapewnienia standardów jakościowych dostaw, realizowane są w oparciu o uzgodnione z Prezesem URE plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

Monitoring realizacji zadań objętych planem rozwoju dokonywany jest na bieżąco poprzez działania regulacyjne, podejmowane przez poszczególne OT URE i obejmujące:

- postępowania wyjaśniające w zakresie analizy skarg i wniosków odbiorców,
- postępowania prowadzone w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w przedmiocie odmów przyłączenia do sieci gazowej.

Także w trakcie postępowań administracyjnych w sprawach dotyczących zatwierdzania taryf dla paliw gazowych na bieżąco jest prowadzony monitoring zakresu wykonanych i planowanych remontów sieci.

Zauważyć należy, że przedsiębiorstwa energetyczne, co do zasady systematycznie prowadzą oględziny i przeglądy sieci, a na ich podstawie dokonują oceny stanu technicznego i planują zadania w zakresie naprawy (w tym remontów) poszczególnych elementów systemu dystrybucyjnego.

Działająca na terenie **OT Gdańsk** PSG Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie wyjaśniła, że w eksploatowanych sieciach gazowych niskiego, średniego i wysokiego ciśnienia oraz stacjach redukcyjnych zlokalizowanych na terenie woj. pomorskiego, w 2019 r. wystąpiło 187 awarii, w tym 69 awarii z przerwami w dostawie gazu oraz 5 312 incydentów i 1 612 zgłoszeń fałszywych. Natomiast na terenie woj. warmińsko-mazurskiego stwierdzono 82 awarie, w tym 44 awarii z przerwami w dostawach gazu, 3 084 incydenty i 551 zgłoszeń fałszywych.

W 2019 r. liczba awarii spowodowana uszkodzeniami mechanicznymi wynikłymi przez ingerencję strony trzeciej (najczęściej związana z prowadzeniem prac ziemnych) wyniosła w woj. pomorskim 143, a woj. warmińsko-mazurskim – 67. Liczba pozostałych awarii spowodowanych korozją naturalną lub prądami błędzającymi, pęknięciami spoin spowodowanych naprężeniami/pęknięciami spawów, rozszczelnieniami połączeń kołnierzowych kielichowych, gwintowanych wyniosła: 44 – woj. pomorskie i 15 – woj. warmińsko-mazurskie.

Natomiast w 2020 r. w eksploatowanych sieciach gazowych niskiego, średniego i wysokiego ciśnienia oraz stacjach redukcyjnych zlokalizowanych na terenie woj. pomorskiego wystąpiło 177 awarii, w tym 95 awarii z przerwami w dostawie gazu oraz 4 566 incydentów i 1 358 zgłoszeń fałszywych. Na terenie woj. warmińsko-mazurskiego stwierdzono 45 awarii, w tym 24 awarie z przerwami w dostawach gazu, 2 853 incydenty i 498 zgłoszeń fałszywych. Liczba awarii spowodowana uszkodzeniami mechanicznymi spowodowanymi ingerencją strony trzeciej (najczęściej związana z prowadzeniem prac ziemnych) wyniosła w woj. pomorskim 148, a woj. warmińsko-mazurskim – 42. Liczba pozostałych awarii spowodowanych korozją naturalną lub prądami błędzącymi, pęknięciami spoin spowodowanych nieprężeniami/pęknięciami spawów, rozszczelnieniami połączeń kołnierzowych kielichowych, gwintowanych wyniosła 29 – woj. pomorskie i 3 – woj. warmińsko-mazurskie.

Ww. operator wskazał, że podejmuje działania w celu zapobieżenia powstawaniu i zmniejszeniu rozmiarów awarii w infrastrukturze gazowej, w szczególności poprzez prowadzenie kontroli gazociągów, prowadzenie eksploatacji instalacji ochrony przeciwkorozyjnej gazociągów stalowych, nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne, usuwanie na bieżąco stwierdzonych podczas kontroli sieci gazowej niezgodności, prowadzenie eksploatacji stacji gazowych i zespołów gazowych na przyłączach, nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne w obrębie strefy kontrolowanej gazociągów, prowadzenie oceny niezawodności gazociągów i stacji gazowych i realizacja modernizacji sieci.

W 2019 r. na terenie działania **OT Katowice**, w ramach monitorowania dokonywania napraw sieci pozyskano od operatora systemu dystrybucyjnego gazowego poniższe informacje.

Operator systemu dystrybucyjnego gazowego, jako kryterium dla awarii sieci gazowej o znaczącym rozmiarze bądź nietypowym charakterze, przyjął następujące warunki:

- ponad 1 000 odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego,
- znaczne straty materialne,
- śmierć co najmniej 1 osoby,
- hospitalizacja co najmniej 1 osoby.

Z wyjaśnień operatora systemu gazowego wynika, że na terenie woj. świętokrzyskiego (Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach) w 2019 r. nie wystąpiły awarie spełniające powyższe kryteria. Natomiast na terenie woj. śląskiego (Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze), wystąpiła awaria spełniająca przyjęte kryteria. I tak, 4 grudnia 2019 r. w Szczyrku nastąpiło uszkodzenie gazociągu średniego ciśnienia DN 40 podczas prowadzonych prac budowlanych polegających na wykonaniu przewiertu sterowanego przez podmiot zewnętrzny, w wyniku którego ok. godz. 18:38 doszło do wybuchu gazu. Roboty te były prowadzone przez podmiot nie związany z PSG Sp. z o.o. oraz nie były wykonywane na jej zlecenie. Prace firmy zewnętrznej realizującej przewiert zostały podjęte bez zgłoszenia do PSG Sp. z o.o. zamiaru rozpoczęcia robót oraz nie był ustanowiony przez spółkę nadzór nad tymi pracami. W wyniku zdarzenia śmierć poniosło 8 osób znajdujących się w chwili wybuchu w budynku, który został zniszczony. Sytuacja spowodowała wstrzymanie dostawy gazu do ok. 600 odbiorców (340 punktów przyłączeniowych) na terenie Szczyrku. Operator wyjaśnił, że dostawy gazu sukcesywnie wznawiano następnego dnia po zdarzeniu, tj. 5 grudnia 2019 r. z wykorzystaniem m.in. mobilnej stacji gazu skroplonego LNG do odbiorców przyłączonych do wydzielonego odcinka gazociągu DN 150 zabezpieczonego na czas prowadzonego postępowania przez Prokuraturę Rejonową.

PSG Sp. z o.o. wyjaśniła, że na terenie woj. śląskiego (Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze) w 2019 r. udokumentowano 1 838 awarii na sieci gazowej. Wszystkie z nich bezpośrednio po zaistnieniu zostały zabezpieczone oraz w ponad 95% usunięte. Natomiast awarie nieusunięte zostały zabezpieczone, nie stwarzają zagrożenia i są monitorowane podczas kontroli sieci gazowej oraz sukcesywnie usuwane. Na terenie woj. świętokrzyskiego (Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach) w 2019 r. udokumentowano 248 awarii na sieci gazowej. Wszystkie z nich bezpośrednio po zaistnieniu zostały zabezpieczone i usunięte.

W okresie od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. na terenie woj. świętokrzyskiego wystąpiło 207 awarii. Przyczynami tych awarii były:

- uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych): 109 awarii,
- wżery (korozja naturalna lub wywołana prądami błędzącymi): 93 awarie,
- pęknięcia spoin (spowodowane naprężeniami, pęknięcia spawów, zgrzewów, połączeń klejonych): 1 awaria,
- rozszczelnienia połączeń (kołnierzowych, kielichowych, gwintowanych): 2 awarie,
- inne: 2 awarie.

Łączny czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego na niskim i średnim ciśnieniu wyniósł 197 godz. 45 min., natomiast średni czas trwania tych przerw wyniósł 59 min. W sumie liczba odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego w okresie od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. wyniosła 2 706.

Natomiast na terenie woj. śląskiego wystąpiło 1 831 awarii spowodowanych:

- uszkodzeniami mechanicznymi spowodowanymi ingerencją strony trzeciej (naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych): 612 awarii,
- wżerami (korozja naturalna lub wywołana prądami błędzającymi): 806 awarii,
- pęknięciami spoin (spowodowanymi naprężeniami, pęknięciami spawów, zgrzewów, połączeń klejonych): 28 awarii,
- rozszczelnieniami połączeń (kołnierzowych, kielichowych, gwintowanych): 346 awarii,
- losowymi (spowodowanymi przez czynniki zewnętrzne typu osunięcia, powodzie, wyładowania atmosferyczne, itp.): 5 awarii,
- innymi: 34 awarii.

Łączny czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego wyniósł 92 457 godz., natomiast średni czas trwania tych przerw wyniósł 7,21 godziny. W sumie liczba odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego w okresie od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. wyniosła 12 822.

Skutki jakie wywołały awarie to:

- straty gazu (emisja metanu),
- wstrzymanie dostaw paliwa gazowego do odbiorców,
- ewakuacja osób,
- śmierć co najmniej 1 osoby,
- eksplozja.

Zarówno Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach, jak i Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze wskazały, że awarie, które wystąpiły w 2020 r. zostały bezpośrednio po zaistnieniu obsłużone tak, aby nie stwarzały zagrożenia, następnie trwale usunięte lub zabezpieczone np. poprzez zastosowanie opasek remontowo-naprawczych, bądź z zastosowaniem innych metod odpowiednich dla charakteru zdarzenia i obiektu, na jakim ono wystąpiło. Miejsca te nie stwarzają zagrożenia i są monitorowane podczas kontroli sieci gazowej.

PSG Sp. z o.o. w celu zapobiegania powstawaniu i zmniejszania rozmiarów awarii występujących na sieciach gazowych (na całym terenie działania) podejmowała działania polegające m.in. na:

- prowadzeniu kontroli sieci gazowych oraz cyklicznych ocen stanu technicznego,
- realizacji czynności eksploatacyjnych na instalacjach ochrony przeciwkorozyjnej gazociągów stalowych,
- realizacji czynności eksploatacyjnych na stacjach gazowych i zespołach gazowych na przyłączach,
- zapewnieniu funkcjonowania służb Pogotowia Gazowego,
- usuwaniu na bieżąco wszystkich wykrytych uchodzeń na sieciach gazowych,
- regularnym sprawdzaniu i ocenie skuteczności reagowania służb PSG, poprzez prowadzenie ćwiczeń symulowanej awarii,
- nadzorowaniu prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne w obrębie strefy kontrolowanej gazociągów,
- rozszerzaniu stosowania technologii bezwypływowych (hermetycznych) w pracach na sieci gazowej,
- usuwaniu na bieżąco stwierdzonych podczas kontroli sieci gazowej niezgodności,
- prowadzeniu oceny niezawodności gazociągów i stacji gazowych i na podstawie jej wyników tworzenie planów modernizacji sieci na najbliższe lata,
- realizacji planów modernizacji sieci gazowej
- cyklicznych, comiesięcznych naradach służb technicznych.

Monitorowanie w zakresie funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, w tym obowiązków utrzymywania sieci dystrybucyjnej gazowej w należyтым stanie technicznym oraz dokonywanie przez OSD napraw sieci dystrybucyjnej realizowane było w latach 2019-2020 przez **OT Kraków** podczas rozpatrywania skarg odbiorców dotyczących m.in. przerw w dostawach paliwa gazowego oraz standardów obsługi odbiorców, a także w postępowaniach wyjaśniających dotyczących awarii występujących na obszarze będącym we właściwości OT.

W zakresie właściwości miejscowej OT Kraków sieć gazową PSG Sp. z o.o. obsługują dwa oddziały: Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie oraz Oddział Zakład Gazowniczy w Jaśle.

W 2019 r. wystąpiły sytuacje awaryjne na sieci gazowej dystrybucyjnej w łącznej liczbie 4 334 (w tym 2 760 awarii w woj. małopolskim oraz 1 574 w woj. podkarpackim). Liczba odbiorców pozbawionych

dostaw paliwa wyniosła łącznie 21 804 (w tym 9 616 w woj. małopolskim oraz 12 188 w woj. podkarpackim). Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego w 2019 r. wynosił dla woj. małopolskiego 54 877 godz., natomiast dla woj. podkarpackiego – 76 875 godz.

Wszystkie awarie zostały usunięte. Naprawy polegały na wymianie uszkodzonych lub nieszczelnych odcinków gazociągów, wymianie bądź doszczelnieniu armatury gazowej oraz usunięciu przyczyn niedrożności gazociągów.

W 2020 r. wystąpiły sytuacje awaryjne na sieci gazowej dystrybucyjnej w łącznej liczbie 4 530 (w tym 3 297 awarii w woj. małopolskim oraz 1 233 w woj. podkarpackim). Liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa – 20 476 (w tym 12 381 w woj. małopolskim oraz 8 095 w woj. podkarpackim). Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego wynosił dla woj. małopolskiego 4 742 godz., natomiast dla woj. podkarpackiego – 2 518 godz.

Zarówno Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie, jak i Oddział Zakład Gazowniczy w Jaśle wskazały, że awarie, które wystąpiły w 2020 r. zostały bezpośrednio po ich zaistnieniu zabezpieczone w taki sposób, aby nie stwarzały zagrożenia (np. poprzez zastosowanie opasek remontowo-naprawczych, bądź innych metod odpowiednich dla charakteru zdarzenia i obiektu, na jakim ono wystąpiło), a następnie trwale usunięte. Dodatkowo miejsca te są monitorowane podczas kontroli sieci gazowej.

Z danych przedstawionych **OT Lublin** przez operatora systemu dystrybucyjnego PSG Sp. z o.o. wynika, że w 2019 r:

- odnotowano 305 awarii sieci gazowej zlokalizowanej na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Lublinie (w tym 35 w odniesieniu do gazociągów i przyłączy niskiego ciśnienia, 263 w odniesieniu do gazociągów i przyłączy średniego ciśnienia oraz 7 w odniesieniu do punktów i zespołów gazowych oraz układów pomiarowych). Łączny czas przerw w dostawach paliwa gazowego spowodowanej ww. awariami wyniósł 391 godz. 37 min. Łącznie w wyniku tych awarii zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego 3 661 odbiorców. Przyczynami awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane działaniami osób trzecich (165 przypadków) oraz awarie mające charakter samoistny – korozja, pęknięcia spoin, rozszczelnienie połączeń (140 przypadków),
- odnotowano 130 awarii sieci gazowej zlokalizowanej na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Białymstoku (w tym 36 w odniesieniu do gazociągów i przyłączy niskiego ciśnienia, 90 w odniesieniu do gazociągów i przyłączy średniego ciśnienia oraz 2 w odniesieniu do gazociągów wysokiego ciśnienia). Łączny czas przerw w dostawach paliwa gazowego spowodowanej ww. awariami wyniósł 370 godz. 3 min. Łącznie w wyniku tych awarii zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego 2 636 odbiorców. Przyczynami awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane działaniami osób trzecich (31 przypadków), korozją (42 przypadki), pęknięciami spoin, pęknięciami spawów, zgrzewów i połączeń (5 przypadków), rozszczelnieniem połączeń (40 przypadków), innymi (12 przypadków). Skutkami ww. awarii była czasowa utrata sprawności technicznej sieci dystrybucyjnej, przerwy w dostawach paliwa gazowego, pojawienie się ryzyka wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa osób i mienia.

Po wystąpieniu tych awarii niezwłocznie przystępowano do ich usuwania. Prowadzono bieżący monitoring stanu technicznego sieci oraz dokonywano sukcesywnie modernizacje i remonty.

Natomiast w 2020 r.:

- odnotowano 62 awarie sieci gazowej zlokalizowanej na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Białymstoku. Łączny czas trwania tych awarii w odniesieniu do sieci gazowych i przyłączy wyniósł 306 godz. i 38 min. (średni czas trwania 5 godz. i 53 min.). W odniesieniu do punktów gazowych i układów pomiarowych łączny czas trwania awarii to 41 godz. (średni czas trwania to 20 godz. i 30 min.). Łącznie w wyniku tych awarii zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego 2 012 odbiorców,
- odnotowano 250 awarii sieci gazowej zlokalizowanej na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Lublinie. Łączny czas trwania tych awarii w odniesieniu do sieci gazowych i przyłączy wyniósł 305 godz. i 20 min. (średni czas trwania 2 godz. i 13 min.) W odniesieniu do punktów gazowych i układów pomiarowych łączny czas trwania awarii to 52 godz. (średni czas trwania to 6 godz. i 50 min.). Łącznie w wyniku tych awarii zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego 3 148 odbiorców.

Przyczynami awarii były: uszkodzenia mechaniczne poprzez osoby trzecie, korozja rurociągów, pęknięcia spoin gazociągów, rozszczelnienie połączeń gazociągów, inne przypadki losowe (osunięcie gruntów, powodzie, wpływ warunków atmosferycznych).

W 2019 r. do **OT Łódź** nie wpłynęły żadne skargi dotyczące stanu technicznego sieci gazowej i konieczności podjęcia prac naprawczych sieci.

W ramach prowadzonego w 2021 r. monitoringu systemu gazowego uzyskano informacje, że w przypadku jednego z przedsiębiorstw energetycznych – SIME Polska Sp. z o.o. w 2020 r. wystąpiły 2 awarie na terenie woj. mazowieckiego. Z kolei PSG Sp. z o.o. odnotowała na terenie woj. mazowieckiego 1 452 zdarzenia awaryjne, w tym 17 poważnych (awarie środowiskowe).

Łączny czas trwania przerw w dostawie gazu wyniósł ok. 11 947 godz. (przy czym w przypadku PSG Sp. z o.o. dla gazociągów i przyłączy gazu na terenie woj. mazowieckiego czas łączny przerw wyniósł 10 900 godz. 37 min., zaś dla punktów gazowych/układów pomiarowych z tego województwa czas trwania przerw wyniósł 1 042 godz. 32 min.).

Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw gazu wyniosła 6 482.

Stwierdzone uszkodzenia w sieciach gazowych były na bieżąco usuwane lub zabezpieczane, np. poprzez zastosowanie opasek remontowo-naprawczych, bądź z zastosowaniem innych metod odpowiednich dla charakteru zdarzenia i obiektu, w jakim ono wystąpiło.

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci gazowej przez przedsiębiorstwa energetyczne, **OT Poznań** zwrócił się do operatora systemu dystrybucyjnego działającego na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego, z prośbą o przesłanie informacji dotyczących przerw występujących na tym terenie w omawianym okresie.

OSD wyjaśnił, że na terenie woj. kujawsko-pomorskiego w 2019 r. miało miejsce 85 awarii sieci gazowej. Łączny czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców spowodowany awariami wynosił 2 197 godz. Z powodu awarii pozbawionych dostaw gazu było 351 odbiorców. Naprawy gazociągów wykonywane były zgodnie z obowiązującą technologią, zależnie od rodzaju sieci i materiału, z którego została wykonana.

Ponadto OSD wyjaśnił, że na terenie woj. wielkopolskiego miało miejsce 541 awarii sieci gazowej, w tym 491 awarii spowodowanych przez podmioty zewnętrzne. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego wynosił 1 471 godz. 57 min. Łączna liczba odbiorców, którzy mieli wstrzymaną dostawę paliwa gazowego wyniosła 4 356. Awaryje sieci gazowej były usuwane niezwłocznie przez służby eksploatacyjne oddziału eksploatującego sieć gazową na danym obszarze. Usuwanie awarii, w zależności od rodzaju awarii, polegało na wymianie uszkodzonych odcinków sieci gazowej, naspawaniu łaty (w przypadku gazociągów stalowych), wymianie uszkodzonej armatury, wymianie uszkodzonych elementów w punktach gazowych.

Natomiast w 2020 r. na terenie działania woj. kujawsko-pomorskiego zarejestrowano 79 awarii sieci gazowej. W OZG w Bydgoszczy występują dwie metody obliczania czasu wstrzymania dostaw paliwa gazowego. Pierwsza liczona od wstrzymania do ponownego rzeczywistego uruchomienia sieci, według której łączny czas wstrzymania dostawy paliwa gazowego wyniósł 31 744 min. Druga jako suma przerw dla wszystkich pozbawionych gazu odbiorców, której wartość wyniosła 3 529 140 min. Awaryje wystąpiły: na gazociągach – 37 szt., przyłączach – 39 szt., punktach gazowych/układach pomiarowych – 1 szt., stacjach gazowych – 2 szt.

Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego w związku z wystąpieniem awarii sieci gazowej wyniosła 2 182 (1 833 układy pomiarowe).

Główne przyczyny wystąpienia awarii to:

- uszkodzenie mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych) – 75 szt.,
- wżery (korozja naturalna lub wywołana prądami błędzającymi) – 3 szt.,
- inne (awaria samoistna) – 1 szt.

Czas trwania awarii wyniósł 21 900 minut, a skutki to uszkodzenia infrastruktury gazowej oraz przerwy w dostawie paliwa gazowego do odbiorców.

W ramach działań zaradczych i zapobiegawczych wykonano naprawy uszkodzonej infrastruktury gazowej. Naprawy te wykonane zostały zgodnie z obowiązującą technologią, zależną od rodzaju sieci i materiału z którego była wykonana.

Na terenie działania woj. wielkopolskiego liczba awarii zaistniałych w gazowym systemie dystrybucyjnym wynosiła 423 przypadki. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego oraz średni czas przerw w dostawie paliwa gazowego dla gazociągów i przyłączy gazu (ciśnienie niskie i średnie) wyniósł odpowiednio: 1 394 godz. 22 min. i 3 godz. 32 min. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego oraz średni czas przerw w dostawie paliwa gazowego dla stacji gazowych (ciśnienie niskie i średnie) wyniósł odpowiednio: 4 godz. 58 min. i 4 godz. 58 min. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego oraz średni czas przerw w dostawie paliwa gazowego dla punktów gazowych/układów

pomiarowych (ciśnienie niskie i średnie) wyniósł odpowiednio: 493 godz. 18 min. i 23 godz. 47 min. Nie zanotowano awarii na sieci dystrybucyjnej podwyższonego średniego oraz wysokiego ciśnienia. Liczba odbiorców pozbawionych dostawy paliwa gazowego: 13 224.

Awarie, które wystąpiły na sieci gazowej ze względu na przyczyny ich występowania dzielą się na awarie samoistne oraz na awarie spowodowane przez podmioty zewnętrzne, które wykonywały inne prace w pobliżu sieci gazowej i doprowadziły do jej uszkodzenia.

Awariami samoistnymi były: pęknięcia spoin, pęknięcia spawów spowodowane naprężeniami, pęknięcia zgrzewów, rozszczelnienia połączeń kielichowych, wżery spowodowane korozją naturalną lub prądami błędzającymi, rozszczelnienia połączeń kołnierzowych, gwintowanych nieszczelności na armaturze.

Awarie spowodowane przez podmioty zewnętrzne wynikały przede wszystkim z uszkodzeń mechanicznych tj. naderwania, zerwania itp. Związane były najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych sprzętem mechanicznym i nie zachowaniem wymagań obowiązujących w strefach kontrolowanych gazociągów.

Podział awarii ze względu na przyczynę kształtuje się następująco:

- zawinione – uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych): 386,
- wżery (korozja naturalna lub wywołana prądami błędzającymi): 20,
- pęknięcia spoin (spowodowane naprężeniami pęknięcia spawów, zgrzewów, połączeń klejonych): 1,
- rozszczelnienia połączeń (kołnierzowych, kielichowych, gwintowanych): 9,
- inne: 7.

Wszystkie awarie z ogólnej liczby 423 przypadków zostały zabezpieczone bez zbędnej zwłoki, w dniu, w którym awaria wystąpiła – zabezpieczono miejsca zdarzenia i przywrócono dostawy gazu do odbiorców (w przypadku, gdy dostawy zostały wstrzymane). W 347 przypadkach miejsce awarii zostało całkowicie przywrócone do stanu pierwotnego. W pozostałych przypadkach o całkowitym przywróceniu stanu początkowego decydowały głównie możliwości techniczne odtworzenia nawierzchni.

Po wystąpieniu awarii, służby eksploatacyjne gazowni eksploatujące sieć na danym obszarze niezwłocznie przystępują do zabezpieczenia miejsca zdarzenia oraz usuwania skutków awarii. W zależności od rodzaju niezbędnych prac podejmowane są działania polegające na wymianie uszkodzonych odcinków sieci gazowej, naspawaniu łaty (w przypadku gazociągów stalowych), wymianie uszkodzonej armatury, wymianie innych uszkodzonych elementów itp.

Na podstawie analizy zaistniałych przypadków OSD stwierdził, że działania zapobiegawcze podjęto w stosunku do awarii spowodowanych przez podmioty zewnętrzne, które stanowią przeważającą grupę awarii oraz awarii samoistnych.

Awarie samoistne występują głównie w obszarze starych sieci gazowych. Blisko 75% wszystkich awarii samoistnych miało miejsce na sieciach żeliwnych oraz stalowych wybudowanych ponad 30 lat temu. Istotne znaczenie ma zatem odpowiednie kwalifikowanie odcinków sieci gazowej do planów modernizacji oraz realizacja tej modernizacji tak, aby eliminować z użytkowania przede wszystkim stare elementy sieci, które wykazują potencjalne zagrożenie.

OT Szczecin monitoruje stany awaryjne sieci gazowych na obszarach działania operatorów w woj. lubuskim i zachodniopomorskim. W latach 2019-2020 na terenie działania oddziału nie wpłynęły skargi dotyczące stanu technicznego sieci gazowej i konieczności podjęcia w związku z tym prac naprawczych. Nie wystąpiły też awarie sieci gazowej, które wymagałyby podjęcia przez Prezesa URE działań w tym zakresie.

Z otrzymanych od operatorów sieci informacji wynika, że w 2020 r. nie występowały poważne, lub długotrwałe awarie sieci lokalnych operatorów dystrybucyjnych. Nie odnotowano również awarii obejmujących całe miejscowości lub ich większych obszarów. Awarie usuwano zwykle w ciągu kilku godzin. Operatorzy systemów gazowych nie zgłaszali przypadków braku dostaw lub ograniczeń dostaw paliw gazowych do operatorów współpracujących.

Na terenie działania oddziału terenowego w 2020 r. miało miejsce 401 awarii sieci gazowej, łączny czas trwania przerw w dostawie gazu wyniósł 3 675 godz., a łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 4 438.

W celu naprawy zaistniałych uszkodzeń dokonano wymiany uszkodzonych urządzeń, wymiany uszkodzonego odcinka sieci/przyłączy, uszczelnienia złączy, a następnie odgazowania i sprawdzenia szczelności sieci i instalacji. Najczęstszymi powodami uszkodzeń było działanie podmiotów trzecich, podczas prac budowlanych oraz drobne usterki urządzeń.

W ramach monitorowania dokonywania napraw sieci gazowych **OT Wrocław** wystąpił do operatora sieci działającego na terenie oddziału o przekazanie danych dotyczących występujących w latach 2019-2020 na terenie właściwości terytorialnej oddziału awarii sieci.

Na terenie woj. dolnośląskiego i opolskiego w 2019 r. miały miejsce awarie sieci gazowej, wskutek których łączny czas trwania przerw w dostawie gazu do odbiorców wyniósł odpowiednio: 1 696 godz. i ponad 4 godz. Z powodu awarii pozbawionych dostaw gazu na terenie woj. dolnośląskiego było 2 898 odbiorców, natomiast na terenie woj. opolskiego – 288 odbiorców.

Tabela 42. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego na urządzeniach i sieciach gazowych, które uległy awariom w 2020 r.

Rodzaj obiektu	Rodzaj ciśnienia	PSG Wrocław		PSG Opole	
		Łączny czas trwania przerw [godz.:min.]		Łączny czas trwania przerw [godz.:min.]	
Gazociągi i przyłącza gazu	N, ŚR	1 786:58	6:26	360:03	5:32
	PŚR, W	0	0	42:11	10:33
Stacje gazowe (w tym stacje LNG)	N, ŚR	0	0	0	0
	PŚR, W	14	3:50	-	-
Zespoły gazowe	N, ŚR	0	0	4:10	4:10
Punkty gazowe / układy pomiarowe	N, ŚR	178:49	25:33	1:30	1:30

* Rodzaj ciśnienia: N – niskie; ŚR – średnie, PŚR – podwyższone średnie, W – wysokie.

Łączna liczba odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego w 2020 r.: PSG Wrocław – 5 011, PSG Opole – 461.

Źródło: URE.

Tabela 43. Przyczyny wystąpienia awarii, czas ich trwania oraz skutki, jakie wywołały

Przyczyna awarii	Liczba awarii PSG Wrocław	Liczba awarii PSG Opole
Uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych)	199	30
Wżery (korozja naturalna lub wywołana prądami błądzącymi)	68	128
Pęknięcia spoin (spowodowane naprężeniami pęknięcia spawów, zgrzewów, połączeń klejonych)	3	18
Rozszczelnienia połączeń (kołnierzowych, kielichowych, gwintowanych)	18	31
Losowe (spowodowane przez czynniki zewnętrzne typu osunięcia, powódzie, wyładowania atmosferyczne, itp.)	0	1
Inne	13	11
ŁĄCZNIE	301	219

Źródło: URE.

Tabela 44. Awarie środowiskowe na terenie OZG we Wrocławiu w 2020 r.

Miejsce zdarzenia – miejscowość	Miejsce zdarzenia – ulica, nr budynku / działki	Czas wstrzymania dostawy paliwa gazowego [min.]	Liczba odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego	Czas ewakuacji / uwięzienia [min.]	Liczba osób ewakuowanych / uwięzionych
Głogów	Księżnej Mechtyldy dz. 151	402	636	75	44
Świętoszów	Sztabowa nr 10	840	518	300	49
Szymanów	Łotnicza 32	545	210	0	0
Krzyżanowice	Główna 19	560	185	0	0
Kamienna Góra	Piastowska 15	60 300	11	0	0
Wrocław	Pełczyńska 73 przy skrzyżowaniu z Kominiańska	3 010	350	0	0
Wrocław	Haisiga 15	990	451	0	0
Piława Dolna	Główna 37	1 680	378	10	5
Bolesławiec	Staroszkolna 12	660	1 000	0	0
Wrocław	Ruska/Rzeźnicza	0	0	420	100

Źródło: URE.

W 2020 r. na terenie OZG Opole nie wystąpiły awarie środowiskowe, ani inne poważne awarie. Większość awarii nie miała znaczącego wpływu na dostawę gazu do odbiorców, a średni czas usuwania awarii i przerw w dostawie gazu to ok. 3-4 godz.

Awaria, która pozbawiła największą liczbę odbiorców gazu (84 odbiorców) miała miejsce w Kamiennej, gdzie firma WiK, podczas przewiertu uszkodziła gazociąg DN 63PE ś/c. Konieczna była wymiana 0,5 m odcinka gazociągu. Czas wstrzymania dostawy gazu w tym przypadku wynosił ok. 5 godz.

Najbardziej „uciążliwa” awaria miała natomiast miejsce w Ozimku, gdzie na skrzyżowaniu ulic Ciepłowniczej i Powstańców Śląskich firma zewnętrzna prowadząca prace gruntowe uszkodziła gazociąg DN 110PE ś/c. Konieczna była ewakuacja pracowników (95 osób) pobliskiej firmy. Podczas ewakuacji skorzystano z pomocy Straży Pożarnej. Czas usuwania awarii to 4 godz.

Spółka podejmowała poniżej wskazane działania, w celu zapobiegania powstawaniu i zmniejszania rozmiarów awarii występujących na sieciach gazowych:

- prowadzenie kontroli sieci gazowych oraz cyklicznych ocen stanu technicznego,
- realizacja czynności eksploatacyjnych na instalacjach ochrony przeciwkorozyjnej gazociągów stalowych,
- realizacja czynności eksploatacyjnych na stacjach gazowych i zespołach gazowych na przyłączach,
- zapewnienie funkcjonowania służb Pogotowia Gazowego,
- usuwanie na bieżąco wszystkich wykrytych uszkodzeń na sieciach gazowych,
- nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne w obrębie strefy kontrolowanej gazociągów,
- rozszerzanie stosowania technologii bez wpływowch (hermetycznych) w pracach na sieci gazowej,
- usuwanie na bieżąco stwierdzonych podczas kontroli sieci gazowej niezgodności,
- prowadzenie oceny niezawodności gazociągów i stacji gazowych i na podstawie jej wyników tworzenie planów modernizacji sieci na najbliższe lata,
- realizacja planów modernizacji sieci gazowej.

Awarie, które wystąpiły w 2020 r. zostały bezpośrednio po zaistnieniu obsłużone tak, aby nie stwarzały zagrożenia, następnie trwale usunięte lub zabezpieczone np. poprzez zastosowanie opasek remontowo-naprawczych, bądź z zastosowaniem innych metod odpowiednich dla charakteru zdarzenia i obiektu, na jakim ono wystąpiło. Miejsca te nie są źródłem emisji gazu i nie stwarzają zagrożenia.

W celu zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowej oraz ciągłości dostaw gazu do odbiorców, w PSG Sp. z o.o. obowiązuje szereg regulacji wewnętrznych, które określają zasady eksploatacji majątku sieciowego, w szczególności zasady przeprowadzania kontroli, przeglądów, sprawdzeń, prób działania i regulacji, z uwzględnieniem m.in. zakresu oraz częstotliwości wykonywania poszczególnych czynności eksploatacyjnych. Oddziały Zakłady Gazownicze corocznie przygotowują Plany Eksploatacji majątku sieciowego, na podstawie których realizowane są czynności eksploatacyjne przez dedykowane do tego jednostki terenowe PSG. Sieć gazowa podzielona jest na rejony, które w zależności od nadanej kategorii bezpieczeństwa użytkownika (cztery kategorie) poddawana jest cyklicznemu sprawdzeniu, m.in. na szczelność przy użyciu urządzeń do dywanowej lub obchodowej kontroli sieci gazowej. Wykonane kontrole są dokumentowane raportami zawierającymi wszelkie informacje o stwierdzonych nieprawidłowościach (w tym o wykrytych nieszczelnościach). Raporty przesyłane są do służb eksploatacyjnych, które obsługują stwierdzone nieprawidłowości. Oprócz ww. czynności dokonywana jest – zgodnie z zapisami ustawy Prawo budowlane – roczna i pięcioletnia ocena stanu technicznego sieci gazowej. Wyniki kontroli sieci gazowej oraz wykonywane czynności eksploatacyjne odnotowywane są w książkach obiektów budowlanych.

2.4. Wypełnianie obowiązku publikowania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z uwzględnieniem konieczności traktowania tych informacji jako poufnych ze względów handlowych

2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego

Operator systemu przesyłowego realizuje obowiązki informacyjne określone w rozporządzeniu 715/2009, w szczególności wynikające z art. 18 oraz z pkt 3 załącznika I do rozporządzenia.

OSP publikuje na swojej stronie internetowej:

- 1) szczegółowe informacje dotyczące oferowanych usług i stosowanych warunków, wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi użytkownikom sieci do uzyskania skutecznego dostępu do sieci
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/przydzial-przepustowosci/>
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/iriesp/instrukcja-ruchu-i-eksploatacji-sieci-przesylowej/>
- 2) szczegółowe informacje na temat podstaw i metodologii kalkulacji taryf
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/taryfa-i-stawki-oplat/>
- 3) informacje liczbowe o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności, w tym ciągłej i przerywanej, dla wszystkich właściwych punktów, w tym punktów wejścia i wyjścia; dla wszystkich właściwych punktów informacje publikuje się w odniesieniu do okresu obejmującego przynajmniej następujące 24 miesiące
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/krajowy-system-przesylowy/zdolnosc-przesylowa/>
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/zdolnosc-przesylowa-sgt/>
- 4) katalog właściwych punktów wejścia i wyjścia, zatwierdzanych decyzją Prezesa URE: Strefa klienta -> Krajowy system przesyłowy-> Katalog punktów systemu
<https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/ksp/points?lang=pl>
- 5) informacje ex-post i ex-ante dotyczące podaży i popytu, oparte na nominacjach, prognozach oraz zrealizowanych przepływach do i z systemu, tj. nominacje, renominacje oraz faktyczna ilość przesyłanego gazu w podziale na strefy systemu przesyłowego
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/krajowy-system-przesylowy/zdolnosc-przesylowa/>
- 6) informacje o działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/dzialania-bilansujace-nc-bal/>
- 7) informacje o poniesionych kosztach i wygenerowanych dochodach związanych z bilansowaniem systemu przesyłowego
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/mechanizm-zapewnienia-neutralnosci-kosztowej/>
- 8) szczegółowy i wszechstronny opis różnych rodzajów oferowanych usług i opłat za te usługi
<https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/uslugi/uslugi-podstawowe/>
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/taryfa-i-stawki-oplat/>
- 9) różne typy umów przesyłowych dostępnych dla usług oferowanych przez OSP oraz inne ważne dokumenty (wnioski o świadczenie usług przesyłania, o określenie warunków przyłączenia, wzory ramowej umowy przesyłowej i Międzyoperatorskiej Umowy Przesyłowej (MUP), wzory HRP, wzory zbiorczego protokołu rozliczeniowego, inne szczegółowe wzory i informacje)
Wnioski: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wnioski/>
Umowy wzorcowe:
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/umowy-wzorcowe/krajowy-system-przesylowy/>
- 10) kodeks sieci i/lub standardowe warunki określające prawa i obowiązki wszystkich użytkowników sieci (obowiązujące, jak i archiwalne wersje IRIESP i IRIESP SGT)
IRIESP KSP: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/iriesp/instrukcja-ruchu-i-eksploatacji-sieci-przesylowej/>
IRIESP SGT: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/iriesp-sgt/>
- 11) parametry jakościowe przesyłanego paliwa gazowego

- <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/parametry-charakteryzujace-jakosc-przesylanego-gazu/>
- 12) procedura stosowana w przypadku przerwania świadczenia usługi przesyłania na zasadach przerywanych – w ogólnodostępnych, obowiązujących IRIESP (pkt 7.2) oraz IRIESP SGT (pkt 8.3),
 - 13) zharmonizowane procedury stosowane przy korzystaniu z systemu przesyłowego wraz z definicjami najważniejszych pojęć – w ogólnodostępnych, obowiązujących IRIESP (pkt 1, 6, 7, 8 i 10) i IRIESP SGT (pkt 1, 7, 8 i 10),
 - 14) przepisy dotyczące alokacji zdolności, zarządzania ograniczeniami i procedur zapobiegania akumulacji rezerw zdolności oraz procedur dotyczących jej ponownego wykorzystania – w ogólnodostępnych, obowiązujących IRIESP (pkt 7, 19, 19.4) i IRIESP SGT (pkt 8, 15, 15.3),
 - 15) zasady mające zastosowanie w stosunku do OSP w handlu zdolnością na rynku wtórnym – w ogólnodostępnych, obowiązujących IRIESP i IRIESP SGT. Dodatkowo informacje nt. rynku wtórnego są zawarte w Regulaminie Platformy GSA dostępnym na stronie platformy: <https://www.gsaplatform.eu/files/downloads>
 - 16) zasady dotyczące bilansowania oraz metodyka kalkulacji opłat za niezbilansowanie: IRIESP i IRIESP SGT. Dodatkowo informacje w zakresie bilansowania dostępne są w zakładce Bilansowanie: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/>, w tym w zakresie mechanizmu zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących, cen do rozliczeń bilansowania, stawek opłaty neutralizacyjnej oraz podejmowanych przez operatora działań bilansujących,
 - 17) szczegółowy opis systemu gazowego zarządzanego przez OSP i jego właściwych punktów połączeń międzysystemowych – zawarty jest w IRIESP oraz IRIESP SGT. Dodatkowo na stronie Gaz-System S.A. publikuje mapy obu systemów, jak również katalog punktów KSP i SGT,
 - 18) zasady mające zastosowanie przy przyłączaniu do systemu obsługiwanego przez operatora systemu przesyłowego – zawarte są w IRIESP i IRIESP SGT oraz na stronie w zakładce Wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/zloz-wnioski/wnioski-o-okreslenie-warunkow-przylaczenia-do-sieci-przesylowej/>
 - 19) mechanizmy awaryjne – zawarte są w IRIESP i IRIESP SGT,
 - 20) procedury związane z interoperacyjnością sieci – opis procedur znajduje się w IRIESP i IRIESP SGT, jak również na stronie internetowej Gaz-System S.A. w zakładce Wymiana danych: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/>
 - 21) szczegółowy i wyczerpujący opis zastosowanych metod i procesów, w tym informacje na temat zastosowanych parametrów i kluczowych założeń, które wykorzystano do obliczenia zdolności technicznej – znajduje się na stronie w zakładce Metodologia wyznaczania zdolności przesyłowej: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/zdolnosc-przesylowa/metodologia-wyznaczania-zdolnosc-przesylowej/>
 - 22) planowane i nieplanowane przerwy w usługach ciągłych oraz informacje na temat przywracania usług ciągłych
 - KSP - Prace planowane:
https://swi.gaz-system.pl/swi/public/embed.seam?viewId=E_RA_040&lang=pl
 - KSP - Prace uzgodnione:
https://swi.gaz-system.pl/swi/public/embed.seam?viewId=E_RA_060N
 - SGT - Prace planowane:
https://swi.gaz-system.pl/swi/public/embed.seam?viewId=E_RA_040_SGT&lang=pl
 - SGT - Prace uzgodnione:
https://swi.gaz-system.pl/swi/public/embed.seam?viewId=E_RA_060N_SGT&lang=pl
 - 23) dla wszystkich właściwych punktów OSP publikuje informacje historyczne dotyczące wymogów wymienionych w pkt 3.3 ppkt 1 lit. a)–g) załącznika I do rozporządzenia 715/2009 za ostatnie pięć lat z zachowaniem ciągłości,
 - 24) wartości pomiarów wartości opałowej górnej lub liczby Wobbego
 - KSP: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/parametry-charakteryzujace-jakosc-przesylanego-gazu/>
 - SGT: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/parametry-charakteryzujace-jakosc-przesylanego-gazu/>

- 25) prognozy długoterminowe dostępnej, zarezerwowanej i technicznej zdolności:
 KSP: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/krajowy-system-przesylowy/zdolnosc-przesylowa/>
 SGT: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/zdolnosc-przesylowa-sgt/>
- 26) informacje dotyczące obrotu przepustowością na rynku wtórnym
<https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/rynek-wtorny/>
- 27) dane dotyczące ilości gazu w systemie przesyłowym na rozpoczęcie każdego dnia gazowego oraz prognozowanej ilości gazu w systemie przesyłowym na zakończenie każdego dnia gazowego – łączne niezbilansowanie
 KSP: <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/ksp/totalImbalance?lang=pl>
 SGT: <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/totalImbalance?lang=pl>

Informacje, które OSP jest zobowiązany publikować na podstawie przepisów rozporządzenia 715/2009 są dostępne na stronie internetowej operatora: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/> (w odniesieniu do Krajowego Systemu Przesyłowego) oraz <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/tsotransparencytemplate0/> (w odniesieniu do Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał Europa Zachodnia – SGT).

Przedstawione powyżej wymogi odnośnie publikacji są wypełniane przez OSP. Większość szczegółowych informacji jest zawarta w publikowanej przez operatora IRiESP. Dane liczbowe w zakresie funkcjonowania krajowego systemu przesyłowego (KSP), jak i funkcjonowania Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT), OSP prezentuje na swojej stronie internetowej, zarówno w polskiej, jak i w angielskiej wersji językowej. Informacje te są na bieżąco aktualizowane.

Ustandaryzowane publikacje zgodnie z rozporządzeniem 715/2009:

- dla krajowego systemu przesyłowego znajdują się pod linkiem: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/>
- dla systemu gazociągów tranzytowych znajdują się pod linkiem: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/tsotransparencytemplate0/>

Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 312/2014 z 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania w sieciach przesyłowych

Na podstawie rozporządzenia 312/2014, OSP publikuje następujące informacje dotyczące:

- a) usług bilansujących i kosztów poniesionych w związku z tymi usługami (art. 8 ust. 7)
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/dzialania-bilansujace-nc-bal/>
- b) kosztów, częstotliwości oraz liczby działań bilansujących przeprowadzanych (art. 9 ust. 4)
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/dzialania-bilansujace-nc-bal/>
- c) zmiany krańcowej ceny kupna i krańcowej ceny sprzedaży
<https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/ceny-do-rozliczenia-niezbilansowania/>
- d) łącznych opłat za niezbilansowanie, opłat śróddziennych, opłat za działania bilansujące i innych związanych z działalnością bilansującą OSP oraz łącznych opłat związanych z neutralnością bilansowania (art. 29 ust. 4)
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/mechanizm-zapewnienia-neutralnosci-kosztowej/>
- e) metody kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe (art. 20 ust. 2) – Metoda kalkulacji opłat za niezbilansowanie dobowe jest określona w IRiESP, który jest publikowany na stronie internetowej IRiESP: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/iriesp/instrukcja-ruchu-i-eksploatacji-sieci-przesylowej/>
 IRiESP SGT: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/iriesp-sgt/>

Rozporządzenie Komisji (UE) Nr 2015/703 z 30 kwietnia 2015 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych

Na podstawie rozporządzenia 2015/703 (INT NC), OSP publikuje następujące informacje:

- a) wykaz punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA
<http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/punkty-oba/>

- b) dane dobowe dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dot. liczby Wobbego oraz ciepła spalania (zgodnie z art. 16 INT NC)
<https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/wobbeDaily?lang=pl>

W latach 2019-2020 Prezes URE prowadził działania monitorujące mające potwierdzić prawidłowe realizowanie przez OSP obowiązków publikacji informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych stronom umowy o świadczenie usług przesyłania.

2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie realizacji zadań przez operatorów systemu dystrybucyjnego, przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD oraz coroczne badanie funkcjonowania największego operatora systemu dystrybucyjnego na terenie Polski. Natomiast w przypadku mniejszych OSD, Prezes URE nie zatwierdza przyjętych przez nich IRiESD, niemniej na bieżąco monitoruje zasady prowadzenia przez nich działalności gospodarczej.

W chwili obecnej największym operatorem systemu dystrybucyjnego jest PSG Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie. Ponadto, na polskim rynku działa szereg mniejszych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Przede wszystkim PSG Sp. z o.o. publikuje informacje do realizacji procedury zmiany sprzedawcy, wartość ciepła spalania paliwa gazowego. Zgodnie z IRiESD PSG publikuje m.in. Instrukcję, Obszary Rozliczeniowe Ciepła Spalania, obszary dystrybucyjne, wzory umów, obowiązującą taryfę i pierwszą część Planu Ograniczeń, a także ceny referencyjne gazu na potrzeby rozliczeń.

Należy również nadmienić, że PSG Sp. z o.o. pozostaje podmiotem odpowiedzialnym za prognozowanie w rozumieniu przepisów rozporządzenia BAL. Zgodnie z tymi przepisami, podmiot odpowiedzialny za prognozowanie co dwa lata przygotowuje sprawozdanie w sprawie dokładności prognozy dotyczącej mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkownika sieci. PSG Sp. z o.o. opublikowała sprawozdanie we wrześniu 2020 r. za okres sprawozdawczy wrzesień 2018 r. – sierpień 2020 r. Prezes URE na bieżąco analizuje wypełnianie wynikających z przepisów prawa obowiązków przypisanych podmiotowi odpowiedzialnemu za prognozowanie, w tym bierze pod uwagę wyniki sprawozdania opublikowanego przez PSG Sp. z o.o.

2.5. Warunki świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3 i 3a). Na etapie udzielania koncesji na magazynowanie paliw gazowych oraz skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego Prezes URE dokonuje weryfikacji, czy podmiot ubiegający się o udzielenie koncesji na dany rodzaj działalności dysponuje m.in. środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania, czy ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności oraz czy zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne. Dopiero po stwierdzeniu, że wnioskodawca spełnia przewidziane w art. 33 ust. 1 ustawy wymogi pozwalające na udzielenie koncesji oraz po stwierdzeniu, że nie zachodzą przesłanki określone w art. 33 ust. 3 i 3a ustawy, Prezes URE może udzielić ww. rodzajów koncesji. Spełnienie powyższych kryteriów jest również każdorazowo weryfikowane przy okazji zmiany zakresu (rozszerzeniu) działalności lub zmiany terminu obowiązywania udzielonej koncesji.

Należy również zauważyć, że zgodnie z art. 33 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE zawieszając postępowanie o udzielenie koncesji w przypadku wnioskodawcy, wobec którego wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie popełnienia przestępstwa lub przestępstwa skarbowego mającego związek z prowadzoną przez niego działalnością gospodarczą, lub gdy wydano takie postanowienie wobec osób oraz członków, o których mowa w ust. 3a, do czasu zakończenia postępowań: przygotowawczego oraz sądowego.

Co więcej, zgodnie z art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne jedynie podmiot posiadający status OSM lub OSGZ jest uprawniony do wykonywania działalności odpowiednio w zakresie magazynowania paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego. Przepis ten stanowi bowiem, że usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego.

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

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

Ustawa – Prawo energetyczne określa również przesłanki, jakie Prezes URE zobowiązany jest uwzględnić, wydając decyzję operatorską (art. 9h ust. 7) oraz okoliczności, które obligują Prezesa URE do odmowy wyznaczenia danego przedsiębiorcy operatorem systemu (art. 9h ust. 8). Spełnienie powyższych przesłanek każdorazowo podlega weryfikacji również w przypadku prowadzenia postępowań o zmianę (przedłużenie) okresu wyznaczenia danego podmiotu na OSM lub OSGZ. Ponadto w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie wyznaczenia operatorów systemu magazynowania oraz operatorów systemów skraplania gazu ziemnego Prezes URE każdorazowo bada zdolność kandydata na operatora do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Magazynowanie gazu ziemnego

Na koniec 2019 r. oraz na koniec 2020 r. ważną koncesję na magazynowanie paliw gazowych posiadała jedna spółka (Gas Storage Poland Sp. z o.o.), natomiast ważną koncesję na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego posiadało 9 podmiotów. Warto także odnotować, że w 2019 r. Prezes URE zmienił zakres koncesji na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych udzielonej spółce Gas Storage Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Dębogórz, wskazując w koncesji zwiększoną wartość pojemności magazynowej czynnej dla PMG Kosakowo oraz zmniejszoną wartość pojemności magazynowej czynnej dla PMG Mogilno. Natomiast w 2020 r. zmiana zakresu ww. koncesji obejmowała zwiększenie wartości pojemności magazynowej czynnej dla PMG Wierzchowice. Obecnie przed Prezesem URE prowadzone są postępowania administracyjne w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania koncesji na magazynowanie paliw gazowych dla Gas Storage Poland Sp. z o.o.

oraz w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania decyzji wyznaczającej Gas Storage Poland Sp. z o.o. na operatora systemu magazynowania.

Na 31 grudnia 2020 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. wykonywała swoje zadania w odniesieniu do następujących instalacji magazynowych:

- PMG „Husów” zlokalizowanym na terenie gmin Łańcut i Markowa o pojemności magazynowej czynnej 500 mln m³,
- PMG „Wierzchowice” zlokalizowanym na terenie gmin Milicz i Krośnice o pojemności magazynowej czynnej 1 300 mln m³,
- PMG „Mogilno” zlokalizowanym na terenie gmin Mogilno i Rogowo o pojemności magazynowej czynnej 585,40 mln m³, z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego,
- PMG „Swarzów” zlokalizowanym na terenie gmin Dąbrowa Tarnowska i Olesno o pojemności magazynowej czynnej 90 mln m³,
- PMG „Brzeźnica” zlokalizowanym na terenie gminy Dębica o pojemności magazynowej czynnej 100 mln m³,
- PMG „Strachocina” zlokalizowanym na terenie gmin Sanok i Brzozów o pojemności magazynowej czynnej 360 mln m³,
- PMG „Kosakowo” zlokalizowanym na terenie gminy Kosakowo o pojemności magazynowej czynnej 239,40 mln m³.

Zatem na koniec 2020 r. pojemność magazynowa czynna ww. PMG wynosiła łącznie 3 174,8 mln m³. Instalacje magazynowe Gas Storage Poland Sp. z o.o. działają w następujących grupach:

- a) w ramach Grupy Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna), obejmującej rozbudowywany KPMG Kosakowo i KMPG Mogilno,
- b) w ramach Grupy Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok), obejmującej PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów i PMG Brzeźnica,
- c) Instalacji magazynowej PMG Wierzchowice.

W okresie 2019-2020 Prezes URE zatwierdził Gas Storage Poland Sp. z o.o. dwie taryfy.

Taryfa 1/2019 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla tego przedsiębiorstwa została zatwierdzona 29 marca 2019 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia jej do stosowania. W tej taryfie przedsiębiorstwo zmniejszyło pięciokrotnie wielkość pojemności czynnej w pakiecie (z 1 000 MWh do 200 MWh). Jednocześnie, po rozbudowie magazynu Kosakowo zwiększyła się wielkość dostępnej pojemności czynnej magazynów, łącznie do 3 075 mln m³. Na rok magazynowy rozpoczynający się 15 kwietnia 2019 r. spółka zaoferowała łącznie 166 752 pakiety, tj. o 3,6% więcej niż w poprzednim roku magazynowym (w porównywalnych warunkach). Średnie opłaty za usługi magazynowania uległy obniżeniu o ok. 6,3%. Zakres usług magazynowych przewidzianych w Taryfie 1/2019 nie uległ zmianie w stosunku do Taryfy 1/2018 spółki w 2019 r.

Taryfa 1/2020 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla Gas Storage Poland Sp. z o.o., została zatwierdzona 15 maja 2020 r. na okres do 31 marca 2021 r. W wyniku rozbudowy PMG Wierzchowice pojemność czynna magazynów gazu udostępniana na rynek wzrosła o 3,3% w stosunku do roku poprzedniego, tj. o 5 486 pakiety (czyli do łącznej pojemności czynnej wynoszącej 3 174,8 mln m³). Wielkość pakietu pozostała na niezmiennym poziomie – 200 MWh pojemności czynnej. Nie zmieniła się również struktura i zakres świadczonych usług magazynowania. Spółka w 2020 r. udostępniała zatem usługi na warunkach ciągłych i przerywanych, jako produkty długo- i krótkoterminowe, w formie pakietów, pakietów elastycznych oraz jako usługi rozdzielone, a także w formie pakietu: pakiet 90/40 i pakiet UM Reverse.

W toku postępowania o zatwierdzenie taryfy na 2020 r., Prezes URE wzywał przedsiębiorstwo m.in. do dostosowania relacji pomiędzy opłatami za usługi ciągłe i przerywane do treści art. 15 ust. 2 lit. a) rozporządzenia 715/2009, z którego wynika, że wycena usług przerywanych powinna odzwierciedlać prawdopodobieństwo wystąpienia przerwy. W Taryfie 1/2020, w stawkach na GIM Kawerna i PMG Wierzchowice został wykonany pierwszy krok w kierunku dostosowania do ww. regulacji: stawki za pakiet w usłudze przerywanej wzrosły średnio o 2,2%, natomiast stawki za pakiet w usłudze ciągłej uległy obniżeniu średnio o 2,5%.

W listopadzie 2020 r. spółka wystąpiła z wnioskiem o zmianę Taryfy 1/2020, w związku ze wzrostem kosztów zakupu usług przesyłania w stosunku do kosztów tych usług przyjętych do kalkulacji taryfy (wzrost stawki opłaty przesyłowej na wyjściu z instalacji magazynowych o ponad 10% i o 0,3% na wejściu do instalacji magazynowych z systemu przesyłowego). Taryfa operatora systemu przesyłowego na 2021 r. została bowiem zatwierdzona 5 czerwca 2020 r., tj. po zatwierdzeniu taryfy Gas Storage Poland Sp. z o.o., zatem przyjęcie do kalkulacji stawek magazynowych, właściwego poziomu stawek przesyłowych na 2021 r. było niemożliwe. Zmiana Taryfy 1/2020 została zatwierdzona 17 grudnia 2020 r. i polegała na podwyższeniu stawek opłat za magazynowanie od 1 stycznia 2021 r. średnio o 1,6%.

Tabela 45. Pojemności czynne instalacji magazynowych w 2019 r.

Grupa instalacji magazynowych / instalacja magazynowa		Pojemność czynna			
		do 15.04.2019 r.		od 15.04.2019 r.	
		[mln m ³]		[GWh]	
GIM Kawerna	KPMG Mogilno	735,35	824,8	8 193,2	9 190,7
	KPMG Kosakowo				
GIM Sanok	PMG Husów	1 050,0		11 808,0	
	PMG Strachocina				
	PMG Swarzędów				
	PMG Brzeźnica				
PMG Wierzchowice		1 200,0		13 200,0	

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Tabela 46. Pojemności czynne instalacji magazynowych w 2020 r.

Grupa instalacji magazynowych / instalacja magazynowa		Pojemność czynna					
		do 1.06.2020 r.		od 1.06.2020 r.		od 31.08.2020 r.	
		[mln m ³]		[GWh]		[GWh]	
GIM Kawerna	KPMG Mogilno	824,8		13 200,0		14 560,0	
	KPMG Kosakowo						
GIM Sanok	PMG Husów	1 050,0		11 808,0		11 868,2	
	PMG Strachocina						
	PMG Swarzędów						
	PMG Brzeźnica						
PMG Wierzchowice		1 200,0	1 300,0	13 200,0	14 560,0	14 729,0	

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Tabela 47. Maksymalne moce zatłaczania oraz maksymalne moce odbioru do/z instalacji magazynowych w okresie od 1.01.2019 r. godz. 00:00 do 31.12.2019 r. godz. 24:00

Grupa Instalacji Magazynowych / Instalacja Magazynowa	Maksymalne moce zatłaczania		Maksymalne moce odbioru	
	[m ³ /h]	[MWh/h]	[m ³ /h]	[MWh/h]
GIM Kawerna	500 000	5 571,00	1 150 000	12 815,00
GIM Sanok	384 667	4 325,42	478 750	5 379,76
PMG Wierzchowice	250 000	2 800,00	400 000	4 400,00

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Tabela 48. Maksymalne moce zatłaczania oraz maksymalne moce odbioru do/z instalacji magazynowych w okresie od 1.01.2020 r. godz. 00:00 do 31.12.2020 r. godz. 24:00

Grupa Instalacji Magazynowych / Instalacja Magazynowa	Maksymalne moce zatłaczania				Maksymalne moce odbioru			
	do 1.06.2020 r.		od 1.06.2020 r.		do 1.06.2020 r.		od 1.06.2020 r.	
	[m ³ /h]		[MWh/h]		[m ³ /h]		[MWh/h]	
GIM Kawerna	500 000		5 571,00		1 150 000		12 815,00	
GIM Sanok	384 667		4 325,42		478 750		5 379,76	
PMG Wierzchowice	250 000	400 000	2 800,00	4 480,00	400 000	600 000*	4 400,00	6 600,00*

* W Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice świadczenie usług magazynowania w zakresie zwiększonej mocy zatłaczania oraz mocy odbioru rozpoczęło się od 1.06.2020 r. godz. 6:00. Zwiększenie przydziału przepustowości na wejściu do systemu przesyłowego z PMG Wierzchowice zostało zamówione od 1.10.2020 r.

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Zarówno w 2019 r., jak i w 2020 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. nie dysponowała zdolnościami instalacji magazynowych zwolnionymi z dostępu stron trzecich, na podstawie decyzji Prezesa URE wydanych w trybie art. 4i ustawy – Prawo energetyczne (zwolnienia z zasady TPA nowej infrastruktury).

W 2020 r. do spółki nie wpłynął żaden wniosek zbycia na rynku wtórnym zamówionych przez ZUM zdolności magazynowych.

Realizację inwestycji rozbudowy instalacji magazynowych oraz innych planowanych działań mogących skutkować zwiększeniem wielkości oferowanych zdolności magazynowych prowadzi PGNiG S.A., która jest właścicielem instalacji magazynowych.

Planowane jest zwiększenie pojemności czynnej KPMG Kosakowo, PMG Husów, PMG Strachocina i PMG Swarzów.

Gas Storage Poland Sp. z o. o. w 2019 r. i 2020 r. na potrzeby rynku oferowała zdolności magazynowe w trybie wniosku i w trybie aukcji. Usługi magazynowania dzielone są:

- ze względu na okres świadczenia – 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.

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

W 2020 r. spółka przeprowadziła ocenę zapotrzebowania na usługi magazynowe w dziesięcioletnim horyzoncie czasowym na podstawie ankiety rozesełanej do obecnych oraz potencjalnych klientów usług magazynowania. Pytania ankiety w zakresie zapotrzebowania na usługi magazynowania paliwa gazowego obejmowały lata 2021-2030. Analiza otrzymanych ankiet wskazała, że przyjęte do analizy pojemności czynne magazynów zaspokajają zgłoszone w ankietach zapotrzebowanie na usługi magazynowania paliwa gazowego, w analizowanym okresie 2021-2030. Na podstawie zaprognozowanego przez podmioty zapotrzebowania, popyt na usługi magazynowania w latach 2021-2022 wyniesie ok. 90% w odniesieniu do pojemności czynnych, w 2023 r. poniżej 50%, a w kolejnych badanych latach osiągnie poziom ok. 75% podaży. W porównaniu z poprzednimi latami dla respondentów ankiety celem zamawiania usług magazynowania równie ważnym jak wywiązanie się z obowiązku utrzymywania zapasu obowiązkowego paliwa gazowego stają się potrzeby handlowe. Należy jednak wskazać, że zamawianie usług magazynowania na potrzeby tworzenia i utrzymania zapasów obowiązkowych paliwa gazowego nadal pozostaje wiodącym celem zapotrzebowania na usługi magazynowania. W przypadku usług na cele handlowe, analiza ankiet wykazała zainteresowanie usługami magazynowymi dla kontraktów długo- i krótkoterminowych. W zakresie oferty produktowej, spośród usług długo- i krótkoterminowych, równie dużym zainteresowaniem respondentów cieszą się usługi na warunkach ciągłych, jak i na warunkach przerywanych, w formie pakietów, pakietów elastycznych i UM Rozdzielonej.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, OSM podawał do publicznej wiadomości m.in. informacje nt. zasad i mechanizmów przydzielania zdolności magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług, a także zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz ich realizacji (nominacje, re-nominacje, alokacje), które zostały uregulowane w publikowanym na stronie internetowej OSM Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowych.

W celu wypełniania obowiązków wskazanych w art. 19 rozporządzenia 715/2009, OSM podawał do publicznej wiadomości informacje dotyczące mechanizmów alokacji pojemności instalacji magazynowych, w tym oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji magazynowych, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych. OSM podawał również informacje o stanie napełnienia instalacji magazynowych na początek doby, ilości zatłoczonego i odebranego gazu oraz stanie napełnienia instalacji na koniec doby, zarówno zbiorczo w odniesieniu do wszystkich instalacji, jak i pojedyncze dane dla Grupy Instalacji Magazynowych Sanok i Kawerna oraz Instalacji Magazynowej Wierzchowice.

Skraplanie i regazyfikacja

Według stanu na 31 grudnia 2020 r., 8 podmiotów posiadało przyznany przez Prezesa URE status operatora systemu skraplania gazu ziemnego. Operatorami tymi były: PSG Sp. z o.o., DUON Dystrybucja Sp. z o.o., LNG-Silesia Sp. z o.o., PGNiG S.A., Polskie LNG S.A., Blue Cold Sp. z o.o., G.EN. GAZ Energia Sp. z o.o. oraz Pan Stanisław Andrysiewicz, prowadzący działalność gospodarczą pod firmą Zakład Budowlany – Stanisław Andrysiewicz. Warto odnotować, że 31 marca 2021 r. spółka OGP Gaz-System S.A. przejęła spółkę Polskie LNG S.A. i to ona obecnie pełni funkcję operatora systemu skraplania gazu ziemnego.

Operatorem systemu skraplania gazu ziemnego (terminalu LNG w Świnoujściu) w latach 2019-2020 była spółka Polskie LNG S.A. Pojemność czynna terminalu LNG w Świnoujściu wynosi 2 058 000 MWh, maksymalna moc odbioru to 82 320 MWh/h, pojemność zbiorników na LNG wynosi 320 000 m³, a maksymalna zdolność techniczna 656 Nm³/h. Zdolność terminalu LNG w Świnoujściu – instalacji do rozładunku, procesowego, składowania i regazyfikacji LNG przeznaczona na cele handlowe w latach 2019-2020 wyniosła 6 781,29 MWh/h (570 000 Nm³/h), natomiast instalacji do załadunku LNG na autocysterny 400 MWh/h. Zarezerwowana zdolność przeznaczona na cele handlowe wynosiła 570 000 Nm³.

W roku 2019 i 2020 oferowano zdolności przeładunkowe na autocysterny. Maksymalna zdolność techniczna załadunku na autocysterny wynosi 180 m³ LNG/h. Planowana jest rozbudowa terminala LNG. Tzw. mała rozbudowa powinna zostać zrealizowana pod koniec 2021 r. i obejmuje budowę dwóch nowych regazyfikatorów oraz pomp kriogenicznych. Natomiast tzw. duża rozbudowa umożliwi przede wszystkim zwiększenie mocy regazyfikacji do nominalnej wartości 8,3 mld Nm³ rocznie, budowę trzeciego zbiornika LNG oraz budowę trzeciego nabrzeża w celu zapewnienia dodatkowych możliwości odbioru i reeksportu LNG dostarczanego drogą morską. Projekt ten powinien zostać zrealizowany w ostatnich miesiącach 2023 r.

Operator terminalu LNG w 2019 r. i 2020 r. świadczył usługi regazyfikacji paliwa gazowego (długookresowe oraz krótkoterminowe, tzw. spot) oraz usługi dodatkowe. Usługi o charakterze długoterminowym świadczone są przez cały rok regazyfikacyjny (z wyjątkiem okresu prowadzenia uzgodnionych prac, awarii oraz wprowadzenia ograniczeń). Usługi o charakterze krótkoterminowym świadczone są w okresie co najmniej jednej doby gazowej lub wielokrotności następujących po sobie dób gazowych w danym roku regazyfikacyjnym. W ramach podstawowej usługi regazyfikacji operator zapewnia użytkownikowi wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie, regazyfikację LNG oraz dostarczenie paliwa gazowego do punktu wyjścia z Terminalu LNG. Usługi o charakterze krótkoterminowym mogą być świadczone w ramach umowy ramowej. Natomiast w ramach usług dodatkowych PLNG świadczył usługi przeładunku LNG na autocysterny, rozdzielonego procesowego składowania oraz udostępniania rozdzielonej mocy umownej. Usługi dodatkowe mogą być udostępniane jedynie podmiotom, którzy zarezerwowali podstawową usługę regazyfikacji. Przed zawarciem umowy o świadczenie usługi regazyfikacji lub usługi dodatkowej dany podmiot jest zobowiązany złożyć odpowiednie zabezpieczenie finansowe.

W związku z planowaną tzw. dużą rozbudową terminala LNG, w dniach 23 marca – 21 maja 2020 r. przeprowadzono rynkowe konsultacje procedury udostępnienia terminalu LNG. W ramach tej procedury uczestnicy rynku mogli składać wiążące oferty na świadczenie usług regazyfikacji i usług dodatkowych. Następnie przeprowadzono wiążącą procedurę udostępnienia Terminalu LNG, która opierała się na rynkowych, równoprawnych i przejrzystych zasadach dla wszystkich zainteresowanych uczestników rynku paliw gazowych.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, Polskie LNG podawało w latach 2019-2020 do wiadomości publicznej szczegółowe informacje dotyczące oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi uczestnikom rynku do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji LNG, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG, informacje o ilości gazu w każdej instalacji LNG, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji LNG. Polskie LNG publikowało również m.in. dane dotyczące faktycznej ilości przesłanego (regazyfikowanego) gazu LNG, nominacji i renominacji oraz rzeczywistej ilości LNG wyładowanego z tankowców i przeładowanego na autocysterny. Na stronie internetowej Polskiego LNG można było również znaleźć informacje o niedostępności terminalu. Opublikowana została również Instrukcja terminalu LNG. Publikowane dane są dostępne zarówno w zakresie danych bieżących, jak

i zazwyczaj danych archiwalnych⁸³⁾. Ponadto, Polskie LNG uruchomiło na międzynarodowej platformie ALSI udostępnianie danych w zakresie nominacji na punkt wyjścia do sieci przesyłowej OGP Gaz-System LNG po regazyfikacji oraz stanu LNG w zbiornikach na terminalu i na bieżąco, w cyklach dobowych, aktualizuje te dane. Platforma ALSI prezentuje dane z Terminalu LNG w Świnoujściu razem z innymi europejskimi terminalami LNG.

Od 1 stycznia 2019 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Polskie LNG S.A. usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 4, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2018 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania. Decyzją z 16 grudnia 2019 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 5 na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania, co zgodnie z informacją przekazaną przez Polskie LNG S.A. do urzędu nastąpiło 1 stycznia 2020 r. Zatwierdzenie taryfy skutkowało wzrostem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 1,9% 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 0,4%. Wynikało to z planowanego wzrostu (o 2,7%) przychodu regulowanego w porównaniu do przychodu dla taryfy nr 4, na który w głównej mierze składał się wzrost kosztu zakupu energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO₂ oraz usług obcych związanych z planowanym zwiększeniem zakresu usług świadczonych przez terminal. W kalkulacji taryfy został również uwzględniony planowany wzrost ilości gazu po regazyfikacji w porównaniu do ilości przyjętej do taryfy nr 4. 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.

Od 1 stycznia 2020 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Polskie LNG S.A. usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 5, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2019 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania⁸⁴⁾.

Decyzją z 17 grudnia 2020 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 6 na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania⁸⁵⁾, co zgodnie z informacją przekazaną przez Polskie LNG S.A. do Urzędu nastąpiło 1 stycznia 2021 r.

Zatwierdzenie taryfy skutkowało spadkiem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 9,3% 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 1,4%. Spadek stawek za świadczone usługi regazyfikacji wynikał z planowanego wzrostu ilości regazyfikowanego gazu i tym samym znacznej poprawy efektywności funkcjonowania Terminalu.

W taryfie nr 6, 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.

⁸³⁾ Wskazane informacje znajdują się na stronie internetowej operatora LNG pod adresem: <https://terminalng.gaz-system.pl/pl/strefa-klienta/transparency-template/dane-operacyjne/> oraz <https://terminalng.gaz-system.pl/pl/strefa-klienta/terminal-ng-dane-techniczne/zdolnosc-terminalu-Ing/>. Dane te dostępne są również w języku angielskim: <https://terminalng.gaz-system.pl/en/client-zone/transparency-template/> oraz <https://terminalng.gaz-system.pl/en/strefa-klienta/terminal-ng-dane-techniczne/zdolnosc-terminalu-Ing/>.

⁸⁴⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 98/2019 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3779,Taryfy-opublikowane-w-2019-r.html>

⁸⁵⁾ Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 95/2020 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3908,Taryfy-opublikowane-w-2020-r.html>

2.6. Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne (art. 12) w związku z art. 7a ust. 2 pkt 3 ustawy z 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej⁸⁶⁾ w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska⁸⁷⁾, 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, w 2020 r. był minister właściwy do spraw energii. Działa on również jako organ właściwy w rozumieniu rozporządzenia 2017/1938, tj. jako organ odpowiedzialny za wdrożenie określonych w ww. rozporządzeniu środków służących zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

Niemniej, uwzględniając pojęcie bezpieczeństwa paliwowego państwa zdefiniowane w ustawie o zapasach, w zakresie gazu ziemnego, jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego rozumiane jako zapewnienie dostępu odbiorców do energii o określonej jakości i po przejrzystych, zależnych od kosztów cenach, jest tym obszarem bezpieczeństwa energetycznego, które w ramach regulacji ustawowych monitoruje również Prezes URE.

2.6.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

Prowadzone w latach 2019-2020 monitorowanie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych ukierunkowane było na te obszary funkcjonowania rynku, które odnosiły się do poniżej przedstawionych działań ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących:

- **Taryf**

Pośrednią metodą monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych jest taryfowanie przedsiębiorstw infrastrukturalnych. W trakcie procesu taryfowego rozstrzygany jest zakres finansowania majątku (przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowego oraz instalacji skroplonego gazu ziemnego) niezbędnego dla dostarczania paliw do odbiorców. Wielkość nakładów inwestycyjnych na majątek sieciowy, wysokość kwot przeznaczanych na remonty i modernizacje tego majątku decydują o jego stanie fizycznym, czyli bezpieczeństwie operacyjnym. Przegląd rocznych i kwartalnych sprawozdań przesyłanych przez przedsiębiorstwa GK PGNiG oraz OGP Gaz-System S.A. wskazują, że zatwierdzone taryfy zapewniły dobrą kondycję finansową przedsiębiorstw, a tym samym możliwość finansowania zamierzeń inwestycyjnych, modernizacyjnych i prac remontowych.

- **Zatwierdzania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez operatorów**

Stosownie do art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych obowiązani są do opracowywania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, a zgodnie z art. 58 ust. 17 tej ustawy, ww. operatorzy aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji. Opracowane przez operatorów plany ograniczeń określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci spełniających kryterium ujmowania ich w planie ograniczeń, dla poszczególnych stopni zasilania od 2 do 10 (art. 58 ust. 2 ustawy o zapasach w zw. z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z 19 września 2007 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego). Zgodnie z § 2 ograniczenia należy wprowadzać w taki sposób, aby następowało to po wyczerpaniu przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego oraz podmioty zlecające świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego wszelkich dostępnych środków, służących zaspokojeniu potrzeb odbiorców na gaz ziemny, mających na celu przywrócenie stanu bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie dostaw gazu ziemnego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części - przy dołożeniu należytej staranności w zakresie zapewnienia maksymalnych jego dostaw z dostępnych źródeł. Ograniczenia te nie mogą powodować zagrożenia bezpieczeństwa osób oraz uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych oraz

⁸⁶⁾ Dz. U. z 2017 r. poz. 888.

⁸⁷⁾ Dz. U. z 2015 r. poz. 2087.

zakłóceń w funkcjonowaniu instytucji, przedsiębiorców i obiektów w zakresie wykonywania zadań, związanych z:

- a) bezpieczeństwem lub obronnością państwa,
- b) opieką zdrowotną,
- c) edukacją,
- d) wytwarzaniem i dostarczaniem energii elektrycznej i ciepła do odbiorców w gospodarstwach domowych,
- e) ochroną środowiska.

Ograniczenia w poborze gazu ziemnego wprowadzane są przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części. Minister Klimatu i Środowiska sporządza wniosek z własnej inicjatywy lub na podstawie zgłoszenia operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych, o którym mowa w art. 53 ustawy.

Do URE wpłynęło, od obowiązywania do tego operatorów, łącznie 47 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2020/2021 (w poprzednim sezonie 2018/2019 – 50 wniosków), z czego 46 wniosków w 2020 r., natomiast 1 wniosek już w 2021 r. Na zmniejszenie liczby wniosków miał wpływ proces łączenia się OSD w ramach łączenia się spółek.

W 2019 r. i w 2020 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części. Na uwagę zasługuje ponadto fakt, że w 2020 r. w Ministerstwie Klimatu i Środowiska były prowadzone prace w kierunku zmiany rozporządzenia w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. W pracach tych brali udział przedstawiciele Prezesa URE. Głównym celem tych prac było zaktualizowanie istniejących przepisów rozporządzenia i dostosowanie ich do przepisów UE.

• **Uzgadniania projektów planu rozwoju sieciowych przedsiębiorstw gazowniczych**

Uzgadnianie z Prezesem URE projektów planu rozwoju sieci pozwala przedsiębiorstwom zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych na zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych na planowane zadania inwestycyjne, w tym na zadania związane z utrzymywaniem właściwego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych, które mają bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych. W nawiązaniu do powyższego 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.

Monitorowanie realizacji zadań wynikających z planów rozwoju w latach 2019-2020 uwidocznilo dalszy postęp prac mających na celu dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, tj. działań przyczyniających się do liberalizacji rynku oraz bezpośrednio wpływających na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. W tym kontekście szczególne znaczenie ma tu realizacja projektu Baltic Pipe, tj. połączenia gazowego z Polski przez Danię do złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Projekt ten wpisuje się w koncepcję Korytarza Północ-Południe oraz w Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii (BEMIP). Ponadto w latach 2019-2020 operator systemu przesyłowego kontynuował działania w zakresie innych połączeń transgranicznych, mających kluczowe znaczenie dla budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej oraz w regionie Morza Bałtyckiego, co bezpośrednio wpływa na podnoszenie bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski. Kontynuowane są także prace związane z projektami międzysystemowych połączeń transgranicznych Polska-Słowacja oraz Polska-Litwa.

Szczegółowe informacje dotyczące realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne, operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązków wynikających z art. 16 ust. 1 i ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawione zostały w pkt 2.6.2.

• **Utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego**

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w okresie od 1 października danego roku do 30 września roku następnego. Opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2020 r. można zatem wydzielić dwa podokresy: od początku roku do 30 września i od 1 października do końca roku.

Do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (dalej także jako „obowiązek zapasowy”) zobowiązane są dwie kategorie podmiotów (łącznie zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi”):

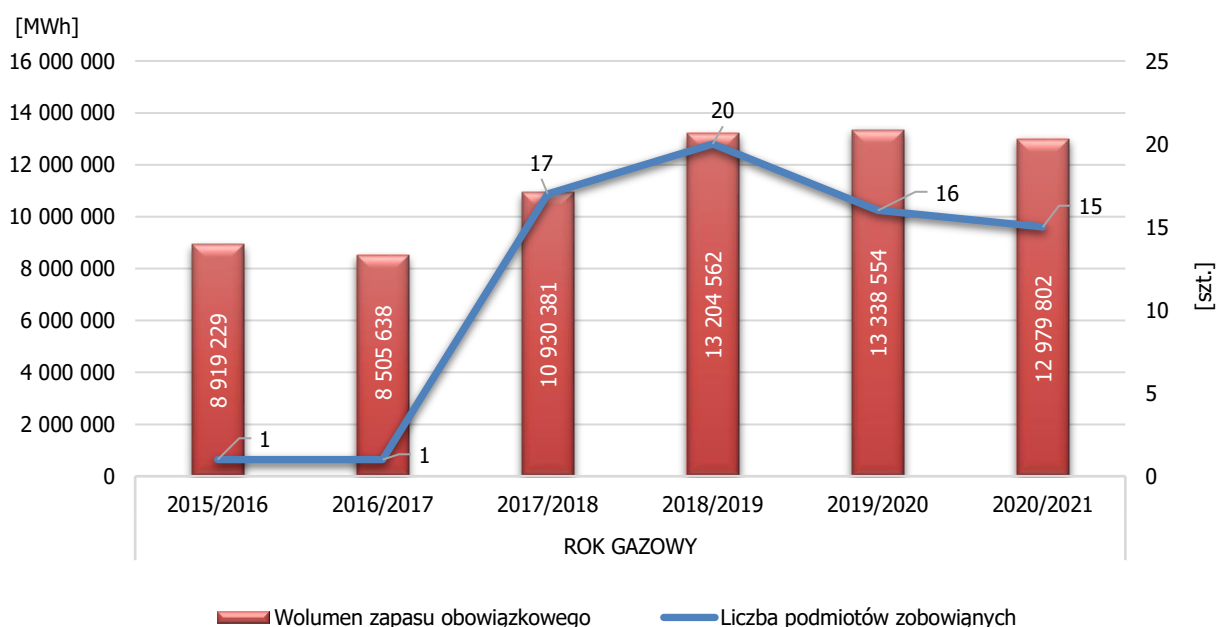
- a) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zwane dalej „przedsiębiorstwami” oraz
- b) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, zwane dalej „podmiotami”.

Do pierwszej kategorii kwalifikują się zarówno przedsiębiorstwa posiadające koncesję OGZ, jak i wykonujące tę działalność bez konieczności jej posiadania w związku z ustawowym wyłączeniem z tego obowiązku wynikającym z art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne (tj. roczna wartość obrotu nie przekracza 100 tys. euro).

Do drugiej kategorii zasadniczo zalicza się podmioty, które sprowadzają gaz ziemny na terytorium RP w ramach nabycia wewnątrzspółnotowego lub importu na cele inne niż obrót tym gazem. Przykładowo, podmiotami dokonującymi przywozu gazu ziemnego są odbiorcy dokonujący przywozu gazu ziemnego na własny użytek, w tym przedsiębiorstwa wykonujące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego, sprowadzające gaz na cele związane z własną działalnością sieciową.

W 2020 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych tj. do 30 września 2020 r. i od 1 października 2020 r. zakres podmiotowy obowiązku zapasowego był zbliżony do zakresu z 2019 r. (16 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2019 r. vs 15 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2020 r.). W latach 2019-2020 nie wystąpiły przesłanki do uruchomienia zapasów obowiązkowych i zapasy te nie były uruchamiane.

Rysunek 26. Ilości ustalonych zapasów obowiązkowych w latach 2015-2021



Źródło: Opracowanie własne URE.

- **Agregowania informacji przekazywanych Prezesowi URE przez operatora systemu przesyłowego gazowego na podstawie art. 24 ust. 4 oraz art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach**

Zgodnie z art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach w przypadku stwierdzenia, że parametry techniczne instalacji magazynowych nie zapewniają możliwości dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni, operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego powiadamia o tym fakcie Prezesa URE w terminie 7 dni. W latach 2019-2020 r. Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 24 ust. 3b ustawy o zapasach. Odnotowano jednak przypadki w których zakres przedstawionej dokumentacji przedsiębiorstwa nie pozwolił operatorowi na dokonanie pozytywnej weryfikacji technicznej możliwości dostarczenia zapasu obowiązkowego gazu do krajowego systemu gazowego. W przypadkach tych prowadzono dodatkowe postępowania wyjaśniające.

Natomiast zgodnie z art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego po zakończeniu każdej doby gazowej, w której uruchomiono zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, do godziny 12:00, przekazuje Prezesowi URE informacje o:

- a) terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w tej dobie gazowej oraz instalacjach magazynowych, z których zostały uruchomione,
- b) 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 latach 2019-2020 Prezes URE nie otrzymał od operatora systemu przesyłowego gazowego informacji przekazanych w trybie art. 52a ust. 1 ustawy o zapasach, ze względu na brak konieczności uruchomienia zapasów obowiązkowych.

2.6.2. Plany rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych

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

- a) miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego – w przypadku dystrybucji paliw gazowych,
- b) ustalenia koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju lub ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województw, albo w przypadku braku takiego planu, strategię rozwoju województwa – w przypadku przesyłania paliw gazowych,
- c) politykę energetyczną państwa,
- d) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, o którym mowa w art. 8 ust. 3 rozporządzenia 715/2009 – w przypadku przesyłania paliw gazowych,
- e) politykę rozwoju infrastruktury i rynku paliw alternatywnych.

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

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

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

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

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

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

2.6.2.1. Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)

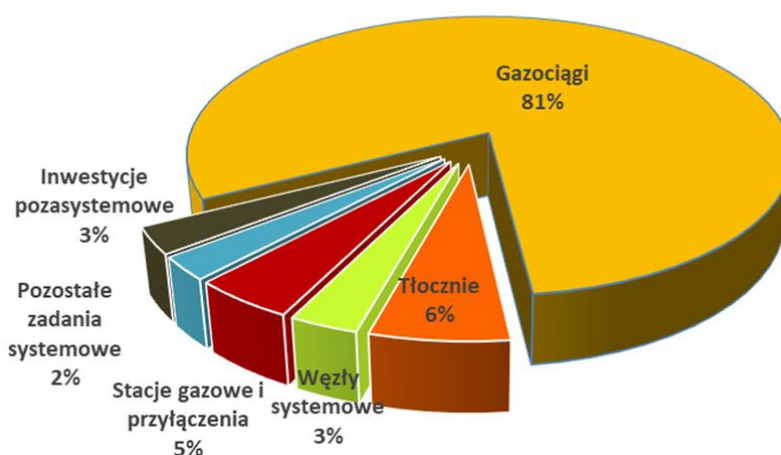
Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. składa się z dwóch części:

- części A, która dotyczy rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej jej własnością oraz
- części B, która dotyczy rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora w formule niezależnego operatora systemu (ang. Independent System Operator, ISO).

Część A tego planu rozwoju zgodnie z art. 16 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne podlega aktualizacji co 2 lata, natomiast część B, zgodnie z art. 16 ust. 3 ustawy – corocznej aktualizacji.

W 2020 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej pn. *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020 – 2029* (dalej: KDPR), który Prezes URE uzgodnił 27 sierpnia 2019 r. Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie⁸⁸⁾ internetowej OSP.

Rysunek 27. Struktura nakładów inwestycyjnych zrealizowanych w 2020 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

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

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 71,2% w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2020 r.

W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. zakończyła budowę i oddała do eksploatacji:

- 1) gazociąg relacji Hermanowice – Strachocina o długości ok. 71,7 km i średnicy 700 mm,
- 2) gazociąg relacji Brzeg – Zębice – Kiełczów (odc. 1 gazociągu Zdieszowice – Wrocław) o długości ok. 49,1 km i średnicy 1 000 mm,
- 3) gazociąg relacji Zdieszowice – Brzeg (odc. 2 gazociągu Zdieszowice – Wrocław) o długości ok. 84,8 km i średnicy 1 000 mm,
- 4) gazociąg relacji Tworóg – Kędzierzyn o długości ok. 43,4 km i średnicy 1 000 mm.

W ramach realizacji planu inwestycyjnego w obszarze rozwoju w 2020 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała 261 zadań, z czego całkowicie zakończono 26. Ponadto spółka prowadziła 21 zadań inwestycyjnych w zakresie nowych gazociągów (8 zadań na etapie projektowania oraz 13 zadań inwestycyjnych na etapie realizacji).

W ramach planu inwestycyjnego w obszarze bezpieczeństwa w 2020 r. zrealizowano 172 zadania.

Realizowane zadania w szczególności obejmowały połączenia transgraniczne, wymienione poniżej.

⁸⁸⁾ <https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/plan-rozwoju/>

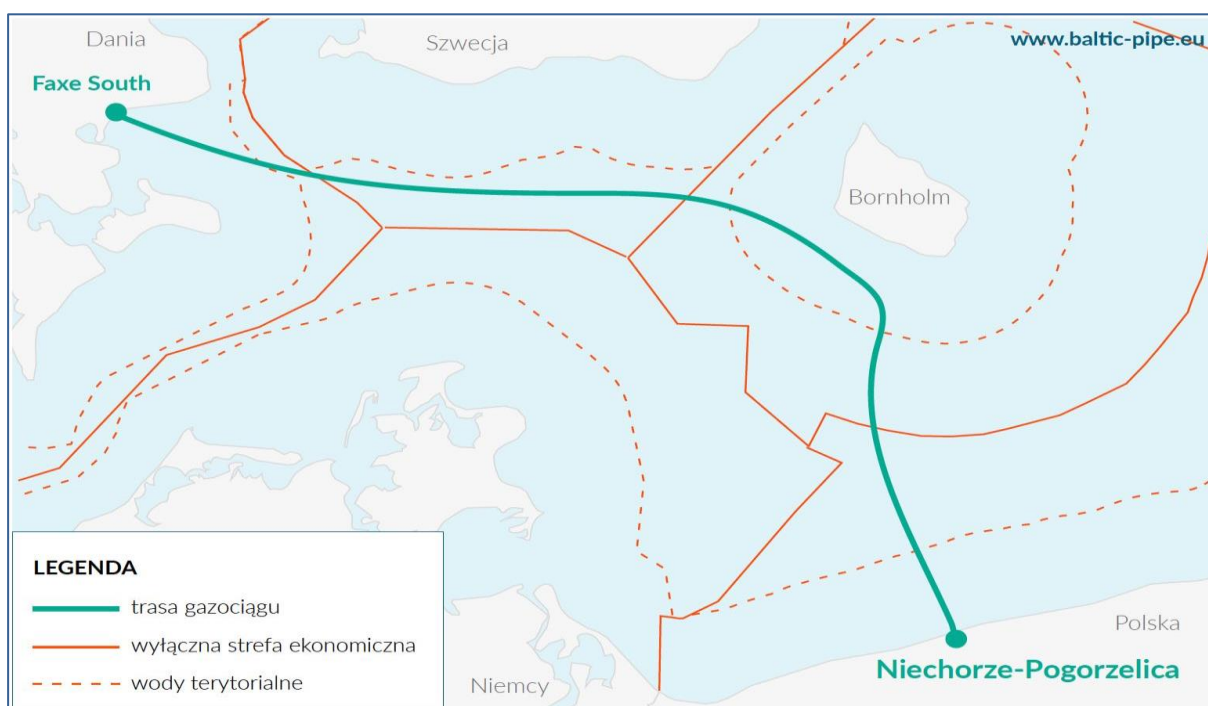
Projekt Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania, korytarz norweski)⁸⁹⁾

Stronami projektu Baltic Pipe są OGP Gaz-System S.A. i Energinet, duński operator systemu przesyłowego. Projekt połączenia gazowego Polska-Dania zakłada budowę gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Danii. Korytarz Norweski (w którym poza OGP Gaz-System S.A. i Energinet uczestniczy także norweski OSP Gassco) 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) oraz w dalszej perspektywie do innych krajów Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego.

Program Baltic Pipe PL składa się z dwóch kluczowych obszarów:

- części morskiej, która wiąże się z wybudowaniem gazociągu podmorskiego, łączącego duński system przesyłowy z polskim systemem przesyłowym,
- części lądowej wiążącej się z wybudowaniem nowej i rozbudową istniejącej infrastruktury w Polsce, która zapewni możliwość odbioru gazu (budowa tłoczni i gazociągów).

Rysunek 28. Schemat przebiegu gazociągu podmorskiego z Danii do Polski



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W części morskiej (Offshore) w 2020 r. uzyskano komplet niezbędnych decyzji administracyjnych. 9 stycznia 2020 r. uzyskano decyzję lokalizacyjną dla części morskiej oraz lądowej w Polsce. Pozwolenie na budowę w Polsce uzyskano 2 kwietnia 2020 r. dla części lądowej oraz 22 kwietnia 2020 r. dla części morskiej. 7 maja 2020 r. uzyskano pozwolenie na budowę w Szwecji.

W okresie sprawozdawczym zakończono również kluczowe postępowania zakupowe. 9 stycznia 2020 r. zawarto umowę na dostawę rur. W kwietniu rozpoczęto produkcję stali do produkcji blach i samą produkcję blach, w maju rozpoczęto nakładanie powłok ochronnych wewnętrznych i zewnętrznych. Na początku lipca zaś rozpoczęto transport rur z Niemiec do zakładu nakładania betonu w Szkocji gdzie pod koniec miesiąca rozpoczęto ich betonowanie. W grudniu 2020 r. zakończono produkcję rur w hutach (nakładanie powłoki wewnętrznej i końcowej kontroli jakości rur było w trakcie realizacji). W nawiązaniu do powyższego w marcu 2020 r. OGP Gaz-System S.A. podpisał umowę na nadzór nad produkcją i dostawami rur.

⁸⁹⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/baltic-pipe/>

30 kwietnia 2020 r. podpisano kontrakt na realizację robót budowlanych na lądzie i morzu. Pod koniec lipca podpisano umowę na nadzór nad robotami budowlanymi zaś na początku sierpnia umowę na nadzór środowiskowy na etapie budowy gazociągu podmorskiego.

W okresie 11 sierpnia 2020 r. – 10 września 2020 r. uzyskano niezbędne decyzje/uzgodnienia organów duńskich, szwedzkich oraz polskich na wykonanie badań UXO (niewybuchy, wraki, niezidentyfikowane obiekty na dnie morza) na wodach znajdujących się pod jurysdykcją tych krajów. Pierwsza kampania badań UXO onshore, nearshore i offshore w Polsce i Danii została zakończona w 2020 r. UXO zostały usunięte w Danii i Polsce.

1 września 2020 r. nastąpiło przekazanie placu budowy w Polsce oraz Danii. Place budowy zostały ogrodzone, teren został oczyszczony i wyrównany. Zakończono wbijanie ścianek zabezpieczających szyb do drażenia mikrotunelu. W Polsce rozpoczęto nasypywanie i zagęszczanie materiału pod platformę roboczą w obszarze szybu wejściowego do mikrotunelu.

W części lądowej projektu (onshore) w 2020 r. uzyskano komplet niezbędnych decyzji administracyjnych. Pozwolenie na budowę infrastruktury łączącej gazociąg podmorski z Krajowym Systemem Przesyłowym uzyskano w lutym i marcu, zaś na budowę odcinków gazociągu Goleniów – Lwówek – w styczniu i lutym. W ww. miesiącach uzyskano również pozwolenia na budowę tłoczni gazu Goleniów, Gustorzyn oraz Odolanów. W raportowanym okresie zatwierdzono również komplet projektów wykonawczych ww. inwestycji (marzec-maj) oraz zakończono kluczowe postępowania zakupowe na wykonanie robót budowlanych i nadzoru. Pod koniec 2020 r. nastąpiło przekazanie placów budów wykonawcom robót budowlanych oraz rozpoczęcie dostaw części armatury dla ww. inwestycji. W ramach prac budowlanych realizowano następujące działania:

- 1) gazociąg łączący Baltic Pipe z krajowym systemem przesyłowym:
 - a) zakończono prace nad zawiadomieniem wszystkich właścicieli/użytkowników/dzierżawców zgodnie z wymogiem zawartym w decyzji lokalizacyjnej o planowanym terminie rozpoczęcia robót budowlanych;
 - b) zakończono prace związane z tyczeniem osi gazociągu i pasa montażowego;
 - c) rozpoczęto prace nad przygotowaniem placów składowych dla dostaw,
- 2) Gazociąg Goleniów – Lwówek:
 - a) prowadzono prace nad zawiadomieniem wszystkich właścicieli/użytkowników/dzierżawców zgodnie z wymogiem zawartym w decyzji lokalizacyjnej o planowanym terminie rozpoczęcia robót budowlanych;
 - b) zakończono tyczenie pasa budowlano-montażowego wraz z osią gazociągu w zakresie obu etapów;
 - c) odebrano część placów składowych dla dostaw;
 - d) rozpoczęto badania saperskie, wycinkę drzew poza terenami leśnymi, prace związane ze zdjęciem humusu, rozwózką rur i łuków, gięciem łuków, odkrywki czynnych gazociągów, budowę zjazdów i przejazdów przez przeszkody, nadzór archeologiczny na obszarach odhumusowanych,
- 3) Tłocznie gazu:
 - a) odebrano place składowe dla dostaw i prowadzono prace nad przygotowaniem miejsca składowania dostaw na terenie budowy;
 - b) rozpoczęto prace związane z organizacją terenu budowy;
 - c) wykonawca robót budowlanych rozpoczął prace nad przygotowaniem dokumentacji jakościowej i harmonogramu prac.

Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej⁹⁰⁾

Nowy Terminal LNG (FSRU) to planowana do umiejscowienia w rejonie Gdańska instalacja – a dokładnie pływająca jednostka FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*) – zdolna do wyładunku LNG, procesowego składowania i regazyfikacji LNG, a także do świadczenia usług dodatkowych. W ramach tej inwestycji planowana jest także rozbudowa krajowego systemu przesyłowego, która umożliwi efektywne rozprowadzenie gazu z rejonu Gdańska do klientów zarówno w Polsce, jak i w regionie. Nowy Terminal LNG pozwoli na odbiór co najmniej 4,5 mld Nm³ gazu rocznie, z możliwością zwiększenia mocy regazyfikacyjnych w zależności od rozwoju rynku oraz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju i w regionie.

Zakres Programu to:

- gazociąg Bogatka – FSRU DN 1000 o długości ok. 7 km,

⁹⁰⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/program-fsru/>

- gazociąg Kolnik – Bogatka DN 1000 o długości ok. 35 km,
- gazociąg Kolnik – Gustorzyn DN 1000 o długości ok. 214 km,
- gazociąg podmorski łączący FSRU z miejscem lądowania DN1000.

W 2020 r. rozpoczęto prace projektowe dla gazociągów w części lądowej. W lutym 2020 r. podpisano umowę dotyczącą projektowania i uzyskania decyzji administracyjnych dla gazociągu Kolnik-Gdańsk z częścią przyłączeniową FSRU. Natomiast w grudniu 2020 r. podpisano umowy na projektowanie gazociągu z Gustorzyna do Kolnika.

W okresie od 20 lipca do 28 września 2020 r. uczestnicy rynku mieli możliwość wzięcia udziału w niewiążącej procedurze badania zainteresowania dla nowych zdolności przesyłowych w krajowym systemie przesyłowym (KSP) związanych z budową terminala FSRU w Zatoce Gdańskiej.

Badania potwierdziły zainteresowanie rynku budową nowego punktu wejścia do systemu gazowego i mają duże znaczenie w kontekście uruchomienia wiążącej procedury alokacji zdolności przesyłowych, jako kolejnego etapu procesu inwestycyjnego w projekcie FSRU.

Projekt połączenia Polska-Słowacja (element korytarza Północ-Południe)⁹¹⁾

Celem projektu jest budowa nowego transgranicznego gazociągu, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Słowacji. Stronami projektu są OGP Gaz-System S.A. i słowacki operator systemu przesyłowego – Eustream a.s. Połączenie Polska-Słowacja jest częścią europejskiej inicjatywy związanej z budową korytarza północ-południe. Połączenie to stanowi istotny element gazowych połączeń międzysystemowych północ-południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej (NSI East Gas) i przyczyni się do zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa dostaw oraz integracji rynków gazu w regionie. W wyniku realizacji projektu, kraje tego regionu uzyskają bezpośredni dostęp do nowych źródeł dostaw gazu z kierunku północnego – takich jak w pełni operacyjne terminale LNG na Morzu Bałtyckim (Terminal LNG w Świnoujściu, Kłajpeda LNG poprzez Połączenie Międzysystemowe Polska-Litwa) oraz z Norwegii (z planowanego gazociągu Baltic Pipe), jak również z kierunku południowego. Pozwoli to na poprawę efektywności rynków gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Projekt będzie miał także pozytywny wpływ na zacieśnianie współpracy pomiędzy Polską i Słowacją.

Budowany interkonektor połączy systemy przesyłowe obu krajów: słowacką tłocznnię gazu w miejscowości Veľké Kapušany z węzłem gazu w miejscowości Strachocina (woj. podkarpackie). Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja obejmuje także niezbędną rozbudowę wewnętrznej sieci przesyłowej w południowo-wschodniej Polsce oraz budowę stacji pomiarowej w pobliżu granicy SK-PL po stronie słowackiej. Długość całego połączenia wyniesie 164 km.

W 2020 r. na połączeniu gazowym Polska-Słowacja kontynuowano prace budowlane. Obaj operatorzy planują ukończenia połączenia międzysystemowego w 2022 r.

Projekt połączenia Polska-Litwa (GIPL)⁹²⁾

Realizacja gazowego międzysystemowego połączenia transgranicznego Polska-Litwa ma na celu połączenie systemów przesyłowych gazu ziemnego Polski i Litwy, a w konsekwencji także pozostałych krajów bałtyckich z europejską siecią gazową. Połączenie to wpisuje się w główne założenia polityki energetycznej Unii Europejskiej (priorytetowy projekt infrastrukturalny w ramach Planu działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu – BEMIP) i ma służyć rozwiązaniu problemów związanych z bezpieczeństwem dostaw gazu oraz zakończeniem izolacji państw bałtyckich od rynku gazu UE. Stronami bezpośrednio odpowiedzialnymi za jego realizację są: OGP Gaz-System S.A. i AB Amber Grid (operator litewskiego systemu przesyłowego). Gazowe połączenie międzysystemowe Polska-Litwa ma mieć długość 343 km na terenie Polski i 165 km na Litwie.

W lipcu 2020 r. Gaz-System S.A. podpisała ostatnie niezbędne umowy na wykonanie robót budowlanych na całym odcinku transgranicznego połączenia gazowego z Litwą. Termin oddania projektu połączenia międzysystemowego Polska-Litwa do użytku planowany jest w 2022 r.

Należy pamiętać, że ważnym elementem projektu połączenia gazowego Polska-Litwa jest także tłocznia gazu w Gustorzynie. Obiekt ten będzie bowiem odpowiadał za umożliwienie rozproszania

⁹¹⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-slowacja/>

⁹²⁾ <https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-litwa/>

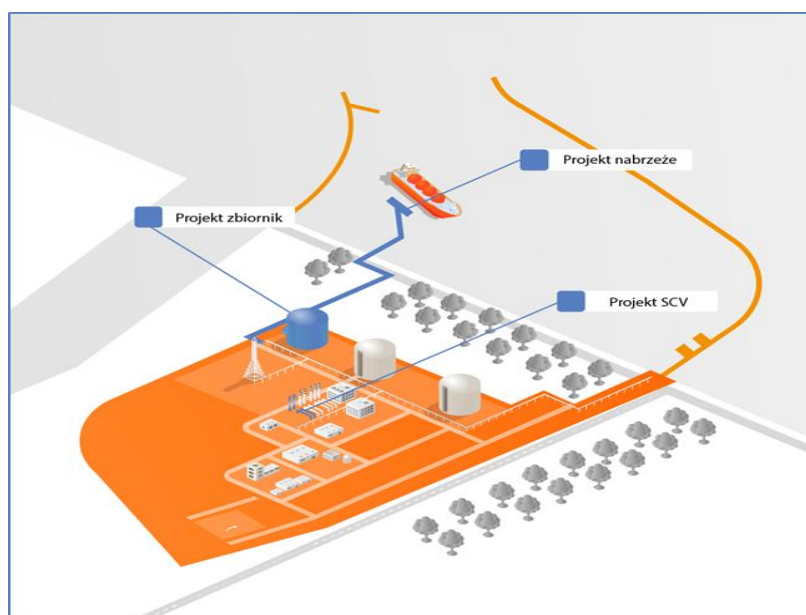
gazu m.in. z Norwegii (Baltic Pipe) w kierunku tłoczni, a następnie skierowania tego strumienia m.in. w kierunku Litwy (GIPL). W lutym wydano pozwolenie na budowę tłoczni gazu w Gustorzynie, zaś pod koniec 2020 r. Gaz-System S.A. zawarła umowy z wykonawcą robót budowlanych oraz nadzoru inwestorskiego budowy tłoczni Gustorzyn.

Ponadto, w okresie 4 listopada – 7 grudnia 2020 r. OGP wspólnie z litewskim operatorem AB Amber Grid prowadziły niewiązącą procedurę badania rynku w ramach gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL). Celem procedury było uzyskanie dodatkowych informacji od uczestników rynku o kluczowych czynnikach, mających istotny wpływ na zdefiniowanie optymalnych warunków dostępu do punktu połączenia międzysystemowego GIPL w obu kierunkach przepływu. Szczególnie ważnymi zagadnieniami w tym procesie były: ustalenie cen (poziomu taryf) w punkcie połączenia międzysystemowego GIPL oraz możliwe metody alokacji zdolności przesyłowych. Podsumowanie niewiążącego badania rynku dla nowych zdolności przesyłowych GIPL znajduje się na stronie⁹³⁾ internetowej OGP.

Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu⁹⁴⁾

Celem rozbudowy Terminalu LNG jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej z obecnych 5 mld m³ do 7,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu obejmuje cztery zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (pompy metanowe, regazyfikatory); dodatkowe pojemności poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża oraz dywersyfikację transportu lądowego przez instalację przeładunkową LNG wraz z bocznicą kolejową.

Rysunek 29. Schemat rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu



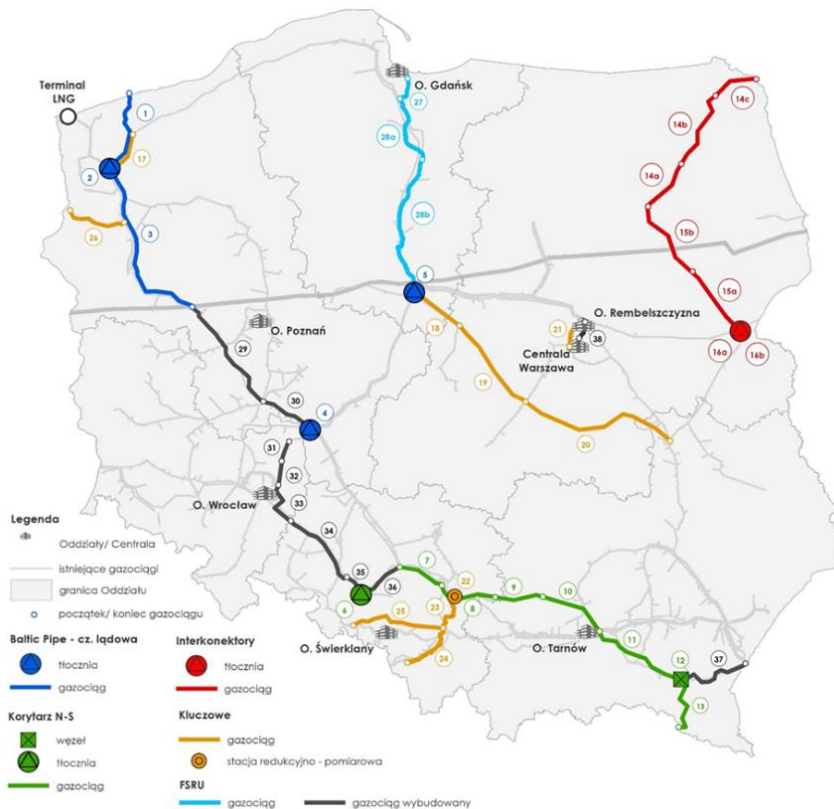
Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. przeprowadzono szereg prac związanych z Programem Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu obejmujących w szczególności zakończenie głównych postępowań przetargowych na wybór wykonawców rozbudowy (projekt SCV, część lądowa, część morska) i Inżyniera Kontraktu, prowadzenia dostaw inwestorskich, pozyskiwania zgód i pozwoleń administracyjnych, jak również przeprowadzenia przygotowań do rozpoczęcia kolejnego etapu rozbudowy polegającej na realizacji kontraktów na jej wykonanie.

⁹³⁾ Strona OGP: www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/artypul/203292/

⁹⁴⁾ <https://www.polskielng.pl/terminal-lng/program-rozbudowy-terminalu-lng/>

Rysunek 30. Inwestycje strategiczne / kluczowe – stan na 31.12.2020 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 49. Inwestycje strategiczne/kuczowe – stan na 31 grudnia 2020 r.

Program	Lp.	Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2020 r.	Faza
Baltic Pipe onshore	1	Budowa gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym	rozpoczęcie robót budowlanych, faza dostaw
	2	Rozbudowa Tłoczni Goleniów	
	3	Gazociąg Goleniów-Lwówek DN=1000, L=188,3 km	
	4	Budowa Tłoczni Odolanów	
	5	Tłocznia Gustorzyn	
Korytarz N-S	6	Budowa Tłoczni Kędzierzyn M = 23 MW	realizacji
	7	Gazociąg Tworóg – Tworzeń DN=1000, L=55,2 km	realizacji
	8	Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń odc. 3 Braciejówka – Tworzeń DN=1000, L=34,1 km	realizacji
	9	Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń odc. 2 Pałecznicza – Braciejówka DN=1000, L=56 km	realizacji
	10	Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń odc. 1 Pogórska Wola – Pałecznicza DN=1000, L=78,1 km	realizacji
	11	Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola DN=1000, L=97,4 km	realizacji
	12	Budowa Tłoczni Strachocina etap I Wezeł	realizacji
	13	Gazociąg Polska – Słowacja DN=1000, L=61,3 km	realizacji
Interkonektory	14a	Gazociągu Polska – Litwa, odc. północny Zadanie 1 – odcinek od ZZU Rudka – Skroda do ZZUP Konopki DN=700, L=60,6 km	realizacji
	14b	Gazociągu Polska – Litwa, odc. północny Zadanie 2 – odcinek od ZZUP Konopki do ZZUP Kuków DN=700, L=76,9 km	realizacji
	14c	Gazociągu Polska – Litwa, odc. północny Zadanie 3 – odcinek od ZZUP Kuków do granicy Polska – Litwa DN=700, L=47,4 km	realizacji
	15a	Gazociągu Polska – Litwa, odc. południowy Zadanie 1 – odcinek od TG Hołowczyce do granicy woj. mazowieckiego DN=700, L=72,5 km	realizacji
	15b	Gazociągu Polska – Litwa, odc. południowy Zadanie 1 – odcinek od granicy woj. mazowieckiego do Rudki – Skrody DN=700, L=84,7 km	realizacji
	16a	Rozbudowa TG Hołowczyce II do sprężania gazu do ciśnienia 8,4 MPa	przetargowa (WRB/ WNI)
16b	Nowy agregat sprężający TG Hołowczyce	projektowania	

Program	Lp.	Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2020 r.	Faza
Kluczowe	17	Gazociąg Szczecin – Gdańsk (etap V Goleniów – Płoty) DN=700, L=41,9 km	realizacji
	18	Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap I Gustorzyn – Leśniewice) DN=1000, L=54,1 km	projektowania
	19	Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka) DN=1000, L=100 km	projektowania
	20	Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap III Rawa Mazowiecka – Wronów) DN=1000, L=154 km	projektowania
	21	Gazociąg Rembelszczyzna – Mory DN=700, L=29 km	projektowania
	22	Systemowa Stacja Redukcyjno – Pomiarowa Tworzeń w rejonie m. Sławków (etap I)	projektowania
	23	Gazociąg Oświęcim – Tworzeń wraz z Systemową Stacją Redukcyjno-Pomiarową Oświęcim (etap II) DN=700, L=45 km	projektowania
	24	Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim (etap III) DN=500, L=53 km	projektowania
	25	Gazociąg Racibórz – Oświęcim wraz z SSRP Suszec i odgałęzieniem DN 300 DN=700, L=110 km	projektowania
	26	Przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra DN=700, L=63 km	projektowania
FSRU	27	Gazociąg Bogatka – Kolnik	projektowania
	28a	Gazociąg Kolnik – Gustorzyn odc. 1	projektowania
	28b	Gazociąg Kolnik – Gustorzyn odc. 2	projektowania
Korytarz N-S	29	Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap I Lwówek – Krobia) DN=1000, L=113,4 km	gazociąg wybudowany w 2019 r.
	30	Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap I Krobia – Odolanów) DN=1000, L=54,1 km	gazociąg wybudowany w 2018 r.
	31	Gazociąg Czeszów – Wierzchowice DN=1000, L=14,1 km	gazociąg wybudowany w 2017 r.
	32	Gazociąg Czeszów – Kielczów DN=1000, L=32,5 km	gazociąg wybudowany w 2018 r.
	33	Gazociąg Zdzeszowice – Wrocław (odc. Brzeg – Zębice – Kielczów) DN=1000, L=49,1 km	gazociąg wybudowany w 2020 r.
	34	Gazociąg Zdzeszowice – Wrocław (odc. Zdzeszowice – Brzeg) DN=1000, L=84,8 km	gazociąg wybudowany w 2020 r.
	35	Gazociąg Zdzeszowice – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=17,3 km	gazociąg wybudowany w 2019 r.
	36	Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=43,4 km	gazociąg wybudowany w 2020 r.
	37	Gazociąg Hermanowice – Strachocina DN=700, L=71,7 km	gazociąg wybudowany w 2020 r.

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację części B projektu planu rozwoju.

Pismem z 29 października 2020 r. Prezes URE uzgodnił część B projektu plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. pn. *KRAJOWY DZIESIĘCIOLETNI PLAN ROZWOJU; PLAN ROZWOJU W ZAKRESIE ZASPOKOJENIA OBECNEGO I PRZYSZŁEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA PALIWA GAZOWE; aktualizacja części B na lata 2021 – 2030; Warszawa, wrzesień 2020 r.* 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 2021-2023.

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.

System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol Gaz S.A. (SGT)

W 2020 r. SGT EuRoPol GAZ S.A. dysponowała uzgodnionym projektem planu rozwoju na lata 2020-2022, który został opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. Projekt tego planu został uzgodniony przez Prezesa URE 27 sierpnia 2019 r. W 2020 r. SGT EuRoPol GAZ S.A. złożyła wniosek o jego aktualizację. W ramach aktualizacji projektu planu rozwoju, został on uzupełniony m.in. o dane w zakresie 2023 r. Aktualizacja została przedłożona po jej skonsultowaniu z Operatorem. Celem tych konsultacji było zapewnienie spójności części B projektu planu rozwoju OGP Gaz-System S.A. z niniejszym projektem planu rozwoju SGT EuRoPol GAZ S.A.

Z informacji zawartych w tym dokumencie wynika, że plan rozwoju SGT ukierunkowany jest głównie na utrzymanie pełnej sprawności technicznej infrastruktury sieciowej poprzez realizację inwestycji odtworzeniowych i wykonanie niezbędnych prac modernizacyjnych. Projekt tego planu 29 października 2020 r. został uzgodniony na lata 2021-2023

2.6.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo PSG Sp. z o.o. jest operatorem sieci dystrybucyjnych wchodzącym w skład GK PGNiG. PSG Sp. z o.o. świadczy usługi dystrybucji paliw gazowych, tj.:

- a) gazu ziemnego wysokometanowego grupa E,
- b) gazu ziemnego zaazotowanego grupa L, podgrupa Lw,
- c) gazu ziemnego zaazotowanego grupa L, podgrupa Ls,
- d) gazu koksowniczego.

W 2020 r. obowiązywał plan rozwoju PSG Sp. z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2024, którego projekt został uzgodniony w 2019 r. oraz plan PSG Sp. z o.o. dotyczący stacji CNG/LCNG do zasilania pojazdów mechanicznych, którego projekt został uzgodniony w 2018 r. (i przedstawiony w Sprawozdaniu za 2018 r.).

PSG Sp. z o.o. 3 grudnia 2019 r. złożyła wniosek o uzgodnienie aktualizacji projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowanego na lata 2020-2024. Spółka uzasadniła przedłożenie przedmiotowej aktualizacji projektu planu zmianą uwarunkowań zewnętrznych i wewnętrznych, wpływających na jej funkcjonowanie, w tym m.in.:

- 1) urealnieniem poziomów nakładów inwestycyjnych dla planowanych zamierzeń inwestycyjnych w stosunku do poziomu nakładów ujętych w uzgodnionym planie rozwoju na lata 2020-2024 w części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych,
- 2) przywróceniem pierwotnie zakładanej liczby zamierzeń inwestycyjnych w 38 lokalizacjach ujmowanych w wyodrębnionym „Programie budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji w latach 2020 – 2024”, o których mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o elektromobilności,
- 3) dokonaniem analizy i weryfikacji 30 zadań, na które nie pozyskano dofinansowania, w wyniku której Spółka dokonała przesunięć zadań o charakterze modernizacyjnym i systemowym do grupy zadań nierankingowanych w ramach oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, wskazując jednocześnie środki własne jako źródło ich finansowania.

Projekt ten zawierał aktualizację części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych oraz wyodrębnionego programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji, o którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o elektromobilności (dalej: Program CNG/LCNG).

W aktualizacji Programu CNG/LCNG PSG Sp. z o.o. zaplanowała ponoszenie nakładów inwestycyjnych tylko w 2020 r. oraz wskazała, że w:

- a) 7 lokalizacjach zawarła umowy na zaprojektowanie i budowę stacji CNG, tj. w Gdyni, Krakowie, Bielsko-Białej, Poznaniu, Rzeszowie, Sosnowcu i Zabrze,
- b) postępowaniach przetargowych otrzymała wiążące oferty cenowe z ustalonymi 24 lokalizacjami,
- c) pozostałych 7 gminach nadal trwały poszukiwania lokalizacji – dotyczyło to: Dąbrowy Górniczej, Koszalina, jednej (z 3) stacji w Warszawie, Opola, Płocka, Rudy Śląskiej i Szczecina.

27 lipca 2020 r. została uzgodniona przedmiotowa aktualizacja projektu planu PSG Sp. z o.o. w części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych, przy czym poziom nakładów inwestycyjnych uzgodniono na lata 2021-2024. Tym samym pismem uzgodniono również aktualizację Programu CNG/LCNG w zakresie uszczegółowienia lokalizacji stacji gazowych, o którym mowa wyżej pod lit. a i b.

Uzgodniony plan rozwoju PSG Sp. z o.o. przewiduje w horyzoncie 2020-2024 m.in.:

- 1) budowę ok. 362 tys. nowych przyłączy,
- 2) budowę 679 nowych stacji redukcyjno-pomiarowych (w tym 42 to stacje I stopnia, a pozostałe II stopnia),
- 3) budowę 10 nowych stacji LNG,
- 4) budowę 1 tłoczni gazu,
- 5) instalację ok. 381 tys. nowych gazomierzy i układów pomiarowych dla nowych odbiorców,
- 6) realizację 3 701 zadań modernizacyjnych.

Na poziom uzgodnionych nakładów inwestycyjnych we wskazanym horyzoncie składają się w:

- a) 56,7% zadania inwestycyjne na sieci dystrybucyjnej związane ze wzrostem zapotrzebowania na gaz, tj. związane z przyłączaniem nowych odbiorców i ekspansją gazociągów na nowe (niezgasyfikowane) tereny,
- b) 33,3% zadania inwestycyjne na sieci dystrybucyjnej niezwiązane ze wzrostem zapotrzebowania na gaz (modernizacja i odtworzenie majątku),
- c) 10,0% pozostałe zadania inwestycyjne, tj. związane z łącznością, pomiarami, informatyką, zapleczem technicznym, obsługą klienta, pogotowiem gazowym itp.

W przedmiotowym projekcie planu PSG Sp. z o.o. założyła wzrost wolumenu dystrybuowanego paliw gazowych o ok. 11,4% w 2024 r. w stosunku do 2019 r.

Wykonanie uzgodnionego planu w okresie lat 2019-2020 w zakresie poziomu nakładów inwestycyjnych ocenić należy pozytywnie. Stopień realizacji uzgodnionych nakładów w 2019 r. i 2020 r. przekroczył 100%.

Efektom poniesionych nakładów było m.in.:

- w 2019 r.:
 - a) zwiększenie obszaru świadczenia usług dystrybucji o 86 nowych gmin (9 gmin zgazyfikowane w oparciu o stacje LNG);
 - b) zbudowanie 3 326,35 km gazociągów wraz z przyłączami, przy planowanej ich długości 2 244,50 km (wykonanie większe o 48%);

Tabela 50. Planowane i wykonane sieci gazowe w 2019 r.

Wyszczególnienie	Jedn.	Plan 2019	Wykonanie 2019	Odchylenie
Długość sieci gazowej (gazociągi z przyłączami) razem, w tym:	[km]	2 244,50	3 326,35	48%
sieci wysokiego i średniego podwyższonego ciśnienia	[km]	6,27	295,21	4 608%
sieci średniego i niskiego ciśnienia	[km]	1 692,89	2 209,65	31%
przyłącza gazowe	[km]	545,34	821,49	51%

Źródło: PSG Sp. z o.o.

- c) zbudowanie 347 szt. stacji gazowych, przy planowanej ich liczbie 306 szt. (wykonanie większe o 13%). Na uwagę zasługuje znaczące odchylenie w zakresie realizacji stacji LNG. Spółka wskazała, że w 2019 r. aktywnie realizowała działania zmierzające do rozwoju segmentu LNG w sektorze dystrybucji dążąc zarówno do umożliwienia dostępu do sieci gazowej, jak również skrócenia czasu przyłączenia się do sieci;

Tabela 51. Planowane i wykonane stacje gazowe w 2019 r.

Wyszczególnienie	Jedn.	Plan 2019	Wykonanie 2019	Odchylenie
Stacje gazowe razem, w tym:	[szt.]	306	347	13%
I stopnia	[szt.]	11	47	327%
II stopnia	[szt.]	293	277	5%
LNG	[szt.]	2	21	950%
Tłocznie gazu	[szt.]	0	0	0%
Węzły	[szt.]	0	2	0%
Inne	[szt.]	0	0	0%

Źródło: PSG Sp. z o.o.

- d) zbudowanie 124 626 szt. punktów wyjścia z sieci dystrybucyjnej, przy planowanej ich liczbie 66 920 szt. (wykonanie większe o 86%);
- e) zmodernizowanie 1 195,92 km sieci dystrybucyjnej,;
- f) zmodernizowanie 180 szt. stacji gazowych, przy planowanej ich liczbie 883 szt.;
- g) wymiana 704 120 szt. układów pomiarowych;
- h) dostosowanie 8 740 szt. punktów do zdalnego odczytu danych pomiarowych;
- w 2020 r.:
 - a) zwiększenie obszaru świadczenia usług dystrybucji o 71 nowe gminy (35 gmin zgazyfikowane w oparciu o stacje LNG);
 - b) zbudowanie 3 971,7 km gazociągów wraz z przyłączami, przy planowanej ich długości 3 639,5 km (wykonanie mniejsze o 8%);

Tabela 52. Planowane i wykonane sieci gazowe w 2020 r.

Wyszczególnienie	Jedn.	Plan 2020	Wykonanie 2020	Odchylenie
Długość sieci gazowej (gazociągi z przyłączami) razem, w tym:	[km]	3 971,7	3 639,5	8%
sieci wysokiego i średniego podwyższonego ciśnienia	[km]	17,2	0,6	96%
sieci średniego i niskiego ciśnienia	[km]	3 605,8	2 520,1	30%
przyłącza gazowe	[km]	348,6	1 118,7	221%

Źródło: PSG Sp. z o.o.

- c) zbudowanie 132 szt. stacji gazowych, przy planowanej ich liczbie 100 szt. (wykonanie mniejsze o 25%);

Tabela 53. Planowane i wykonane stacje gazowe w 2020 r.

Wyszczególnienie	Jedn.	Plan 2020	Wykonanie 2020	Odchylenie
Stacje gazowe razem, w tym:	[szt.]	132	100	8%
I stopnia	[szt.]	6	9	46%
II stopnia	[szt.]	121	85	30%
LNG	[szt.]	5	5	0%
Tłocznie gazu	[szt.]	0	0	0%
Węzły	[szt.]	0	0	0%
Inne	[szt.]	0	0	0%

Źródło: PSG Sp. z o.o.

- d) zbudowanie 143 843 szt. punktów wyjścia z sieci dystrybucyjnej, przy planowanej ich liczbie 76 886 szt. (wykonanie większe o 87%);
- e) zmodernizowanie 981,9 km sieci dystrybucyjnej, przy planowanej jej długości 1 284,1 km (wykonanie mniejsze o 24%);
- f) zmodernizowanie 101 szt. stacji gazowych, przy planowanej ich liczbie 315 szt. (wykonanie mniejsze o 68%);
- g) wymiana 552 084 szt. układów pomiarowych, przy planowanej ich liczbie 639 776 szt. (wykonanie mniejsze o 14%);
- h) dostosowanie 2 021 szt. punktów do zdalnego odczytu danych pomiarowych.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie podlegający wydzieleniu prawnemu

Obowiązek przedkładania planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w związku z przekroczeniem limitów, o których mowa w art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne, w 2019 r. dotyczył 15 operatorów systemów dystrybucyjnych nie podlegających prawnemu wydzieleniu. W porównaniu do 2018 r. liczba ta wzrosła o jeden podmiot.

Według stanu na 1 kwietnia 2020 r., 11 operatorów miało uzgodniony plan rozwoju na lata 2020-2024, natomiast 7 na lata 2021-2025. W związku z tym, że ww. plany są aktualizowane co 2 lata, w 2020 r. uzgodniono plany rozwoju dla 7 operatorów systemu dystrybucyjnego.

Łącznie uzgodnione nakłady na realizację zadań inwestycyjnych dla operatorów sieci dystrybucji spoza GK PGNiG na 2020 rok wyniosły 67 231,65 tys. zł. W porównaniu do 2019 r. łączna wielkość uzgodnionych nakładów dla tej grupy operatorów zmalała o 17 681,31 tys. zł, co stanowi spadek o prawie 21% w stosunku rok do roku.

2.7. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

Analogicznie do działań w zakresie sektora energii elektrycznej, monitorując wypełnianie przez operatorów sieci gazowych ich obowiązków, Prezes URE opiera się na obowiązkach wskazanych w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Działając w zakresie swoich kompetencji, Prezes URE stale monitoruje funkcjonowanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, zarówno na rynku hurtowym, jak i rynku detalicznym gazu, mając w szczególności na uwadze dynamiczne zmiany zachodzące na obu rynkach w ostatnich latach. Działania podejmowane przez OSP w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami w systemie gazowym, jak również wypełnianie przez OSP i OSD obowiązków informacyjnych zostały już szczegółowo opisane w rozdziałach wcześniejszych. Pozostałe wyniki monitoringu przeprowadzonego przez Prezesa URE zostały przedstawione w dalszej części raportu.

2.7.1. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 1) oraz rozporządzenie 715/2009 nakładają na operatora systemu przesyłowego gazowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych szereg obowiązków. Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu gazowego w zakresie wypełniania przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań, w tym m.in. w zakresie bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych oraz warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tej sieci.

Wskazać należy, że już na etapie udzielania koncesji na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych Prezes URE dokonuje weryfikacji, czy podmiot ubiegający się o udzielenie koncesji na dany rodzaj działalności sieciowej dysponuje m.in. środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania, czy ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności oraz czy zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54 ustawy – Prawo energetyczne. Dopiero po stwierdzeniu, że wnioskodawca spełnia przewidziane w art. 33 ust. 1 ustawy wymogi pozwalające na udzielenie koncesji oraz po stwierdzeniu, że nie zachodzą przesłanki określone w art. 33 ust. 3 i 3a ustawy, Prezes URE może udzielić koncesji na przesyłanie lub dystrybucję paliw gazowych. Spełnienie powyższych kryteriów jest również każdorazowo weryfikowane przy okazji zmiany zakresu (rozszerzeniu) działalności lub zmiany terminu obowiązywania udzielonej koncesji.

W toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie wyznaczania operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemu dystrybucyjnego Prezes URE każdorazowo bada zdolność kandydata na operatora do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Tylko kandydat, który w toku prowadzonego postępowania wykaże, że posiada zdolności i możliwości do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia 715/2009 i obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009, może zostać wyznaczony operatorem danego systemu.

Ponadto jak wynika z art. 9h ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, wyznaczając operatora zgodnie z ust. 1, bierze pod uwagę odpowiednio jego:

- 1) efektywność ekonomiczną,
- 2) skuteczność zarządzania systemami gazowymi,
- 3) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych,
- 4) spełnianie przez operatora warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2,
- 5) okres obowiązywania koncesji,
- 6) zdolność do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 i obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009.

Dodatkowo, stosownie do postanowień art. 9h ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE odmawia wyznaczenia operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego przedsiębiorstwo energetyczne określone we wniosku, o którym mowa w ust. 1, jeżeli odpowiednio:

- 1) przedsiębiorstwo to nie dysponuje odpowiednimi środkami ekonomicznymi lub technicznymi,
- 2) przedsiębiorstwo to nie gwarantuje skutecznego zarządzania systemem,
- 3) przedsiębiorstwo to nie spełnia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, z zastrzeżeniem art. 9d ust. 7,
- 4) nie został spełniony warunek, o którym mowa w art. 9k,
- 5) przedsiębiorstwo to nie wykazało zdolności do wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzeń, o których mowa w ust. 7 pkt 6,
- 6) umowa, o której mowa w ust. 3 pkt 2, nie zapewnia operatorowi systemu przesyłowego lub operatorowi systemu połączonego możliwości wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 9c i w art. 16 ust. 2,
- 7) właściciel sieci przesyłowej nie wykazał zdolności do realizacji obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12.

Spełnienie powyższych przesłanek każdorazowo podlega weryfikacji również w przypadku prowadzenia postępowań o zmianę (przedłużenie) okresu wyznaczenia danego podmiotu na OSP lub OSD.

Co więcej, zgodnie z art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne, jedynie podmiot posiadający status OSP lub OSD jest uprawniony do wykonywania działalności odpowiednio w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych. Przepis ten stanowi bowiem, że usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania paliw gazowych, operatora systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego. Ustawodawca poprzez wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne tego artykułu chciał zapewnić, aby każda sieć gazowa była eksploatowana przez wyznaczonego operatora systemu. Powyższe wynika z faktu, że to na operatora systemu zostały nałożone odpowiednie obowiązki (określone m.in. w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne), które mają zapewnić ujednoczenie statusu sieci i instalacji w całym kraju, ułatwić realizację zasady TPA (zasada dostępu stron trzecich do sieci), czy też zapewnić bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych do odbiorców.

Należy również odnotować, że Prezes URE posiada uprawnienia pozwalające mu na kontrolowanie wypełniania przez OSD, OSP oraz właściciela sieci przesyłowej ich obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności kontrolowanie spełniania przez OSD i OSP kryteriów niezależności określonych w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne oraz kryteriów wskazanych w art. 9h¹ ust. 7 ustawy.

Do zakresu kompetencji Prezesa URE należy, zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, m.in.: kontrolowanie realizacji przez OSP obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009, zatwierdzanie IRIESP, zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf gazowych, monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie zasad zarządzania i rozdziału przepustowości połączeń międzysystemowych, mechanizmów bilansowania i zarządzania ograniczeniami, wypełniania obowiązku publikowania przez OSP informacji dotyczących połączeń międzysystemowych, korzystania z sieci i rozdziału zdolności przesyłowych.

Dodatkowo w myśl art. 23 ust. 2 pkt 6b ustawy – Prawo energetyczne, do zakresu działania Prezesa URE należy kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz umowie, o której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy, w tym monitorowanie powiązań pomiędzy właścicielem sieci przesyłowej a operatorem systemu przesyłowego gazowego oraz przepływu informacji między nimi.

Ponadto, zgodnie z art. 9h ust. 13 ww. ustawy, w przypadku powierzenia pełnienia obowiązków operatora systemu przesyłowego na podstawie ust. 3 pkt 2 lub wyznaczenia operatora systemu przesyłowego na podstawie ust. 9, Prezes URE jest uprawniony do przeprowadzenia kontroli w zakresie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej lub operatora systemu przesyłowego obowiązków, o których mowa w ust. 11 i 12, w art. 9c oraz w art. 16 tej ustawy. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 48 ust. 1-10 ustawy z 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców. Co więcej, jak stanowi art. 9h ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może w uzasadnionych przypadkach, w drodze decyzji, zobowiązać właściciela sieci do podjęcia określonych działań mających na celu spełnienie przez wyznaczonego na jego sieci operatora systemu warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-1c, oraz warunków, o których mowa w art. 9h¹ ust. 7 pkt 2-4, oraz wyznaczyć termin na ich podjęcie. Wydając decyzję, Prezes URE w szczególności bierze pod uwagę warunki uzyskania certyfikatu spełniania kryteriów niezależności przez tego operatora.

Prezes URE na podstawie przepisów ustawy – Prawo energetyczne ma możliwość kontrolowania spełniania kryteriów niezależności przez OSP oraz kontrolowania realizacji obowiązków przez OSP i właściciela sieci przesyłowej również *ex-post*, po wydaniu certyfikatu niezależności, co dodatkowo je wzmacnia i zapewnia ich przestrzeganie.

Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, prowadzona jest przez Prezesa URE na bieżąco. Jednocześnie w celu zapewnienia skuteczności norm nałożonych na przedsiębiorstwa energetyczne w ustawie – Prawo energetyczne, ustawodawca zawarł w treści tej ustawy zapisy sankcjonujące niewypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne swoich obowiązków. Zgodnie z art. 56 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej, nakładanej przez Prezesa URE, podlega m.in. ten, kto:

- 1b) *nie przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 7 i 8, lub mimo wezwania przedkłada instrukcję niespełniającą wymagań określonych w ustawie; (...)*
- 1e) *nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (...)*
- 4) *z nieuzasadnionych powodów odmawia zawarcia umowy, o której mowa w art. 7 ust. 1;*
- 5) *stosuje ceny i taryfy, nie przestrzegając obowiązku ich przedstawienia Prezesowi URE do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47;*
- 5a) *nie przedkłada do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1; (...)*
- 6) *stosuje ceny lub stawki opłat wyższe od zatwierdzonych lub stosuje taryfę niezgodnie z określonymi w niej warunkami;*
- 7) *odmawia udzielenia informacji, o których mowa w art. 28;*
- 7a) *świadomie lub w wyniku niedbalstwa wprowadza w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28; (...)*
- 9) *zatrudnia osoby bez wymaganych ustawą kwalifikacji;*
- 10) *nie utrzymuje w należyтым stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń; (...)*
- 12) *nie przestrzega obowiązków wynikających z koncesji; (...)*
- 14) *z nieuzasadnionych powodów wstrzymuje lub ogranicza dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców;*
- 15) *z nieuzasadnionych powodów zwleka z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4g ust. 1 lub art. 7 ust. 1; (...)*
- 17b) *będąc operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego gazowego, nie zawrze umowy sprzedaży rezerwowej lub umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej zgodnie z art. 5aa ust. 6 lub umowy kompleksowej zgodnie z art. 5ab ust. 1; (...)*
- 20) *nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2;*
- 21) *nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2; (...)*
- 24) *będąc operatorem wyznaczonym na podstawie art. 9h, nie realizuje obowiązków operatora wynikających z ustawy;*
- 24a) *nie będąc operatorem systemu przesyłowego, dystrybucyjnego, magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h świadczy usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;*
- 25) *z nieuzasadnionych powodów nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h ust. 1 i 6, oraz nie dopełnia warunków określonych w decyzji wydanej na podstawie art. 9h ust. 9;*
- 25a) *z nieuzasadnionych przyczyn nie występuje do Prezesa URE z wnioskiem o przyznanie certyfikatu niezależności lub nie dopełnia warunków określonych w decyzji, o której mowa w art. 9h¹ ust. 12;*
- 26) *nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 9h ust. 11 i 12; (...)*
- 26a) *nie wykonuje w terminie obowiązków wynikających z decyzji, o której mowa w art. 9h ust. 14;*
- 31) *nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5a i art. 16 ust. 18 lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4.*

Operator Systemu Przesyłowego

Wykaz podstawowych zadań operatora systemu przesyłowego zawarty został w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w myśl którego operator systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników systemu oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny m.in. za:

- 1) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu,
- 2) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości,
- 3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego,
- 4) zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym, a także w zakresie rozbudowy systemu gazowego, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi,
- 5) współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju, w tym współpracę w ramach ENTSO gazu, o którym mowa w art. 4 rozporządzenia 715/2009,
- 6) zarządzanie przepływami paliw gazowych oraz utrzymanie parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi,
- 7) świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu gazowego,
- 8) bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami w systemie gazowym oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu,
- 9) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania paliw gazowych, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi,
- 10) realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009 oraz obowiązków wynikających z rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 8 oraz art. 23 rozporządzenia 715/2009.

Mając na uwadze, że na terenie Polski funkcjonuje tylko jeden operator systemu przesyłowego gazowego oraz że na mocy decyzji Prezesa URE z 23 czerwca 2006 r. operatorem tym wyznaczony został OGP Gaz-System S.A., należy stwierdzić, że realizacja wszystkich zadań przypisanych OSP w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w pełni obciąża tę spółkę.

Udzielona OGP Gaz-System S.A. koncesja na przesyłanie paliw gazowych obowiązuje do 6 grudnia 2068 r. Na taki sam okres OGP Gaz-System S.A. została wyznaczona operatorem systemu przesyłowego.

OGP Gaz-System S.A. w toku prowadzonego postępowania administracyjnego w sprawie przyznania certyfikatu spełniania kryteriów niezależności w odniesieniu do pełnienia funkcji OSP na sieciach własnych w wyczerpujący sposób wykazała, że realizuje wszystkie zadania OSP określone w art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE decyzją z 22 września 2014 r. przyznał OGP Gaz-System S.A. certyfikat spełniania kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.

Jednocześnie spółka na mocy decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. została z urzędu wyznaczona operatorem systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. W tej sprawie Prezes URE również prowadził postępowanie dotyczące przyznania spółce certyfikatu niezależności, tym razem jednak w modelu niezależnego operatora systemu (tzw. model ISO). Postępowanie w tej sprawie zakończyło się wydaniem 19 maja 2015 r. decyzji przyznającej OGP Gaz-System S.A. certyfikat niezależności w modelu ISO w związku z wykonywaniem przez tę spółkę funkcji OSP na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia. Ponadto, mając na uwadze opinię Komisji Europejskiej, Prezes URE w wydanej decyzji zalecił OGP Gaz-System S.A. przejście w terminie 24 miesięcy od dnia uprawomocnienia się ww. decyzji realizacji zadań w zakresie bieżącej eksploatacji tłoczni gazu i stacji pomiarowych znajdujących się na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia.

Prezes URE monitoruje kwestię zakresu i rodzaju danych przekazywanych właścicielowi sieci przez OSP, jak również spełnianie przez OGP Gaz-System S.A. kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne. Analiza przedłożonych informacji i dokumentów nie dostarczyła dowodów na istnienie nieprawidłowości w kwestii powiązań pomiędzy ww. spółkami oraz w kwestii zakresu i rodzaju danych przekazywanych przez OSP właścicielowi sieci.

Decyzją z 19 lipca 2019 r. Prezes URE zakończył, wszczęte z urzędu w listopadzie 2018 r. względem OGP Gaz-System S.A., postępowanie administracyjne w sprawie określenia kryteriów z art. 9h¹ ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, które nie były spełnione oraz wyznaczenia terminu na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. Postępowanie dotyczyło pełnienia przez OGP Gaz-System S.A. funkcji OSP na polskiej części gazociągu jamalskiego i związane było z brakiem realizacji zalecenia wskazanego w ww. decyzji certyfikacyjnej z 19 maja 2015 r. Przedmiotową decyzją Prezes URE określił kryteria z art. 9h¹ ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, które nie były spełnione oraz wyznaczył termin na podjęcie działań mających na celu spełnienie tych kryteriów. Decyzji nadano rygor natychmiastowej wykonalności.

Również decyzją z 19 lipca 2019 r. Prezes URE zakończył postępowanie administracyjne, wszczęte z urzędu w listopadzie 2018 r. na podstawie art. 9h ust. 14 w związku z art. 9h¹ ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, 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. 9h¹ ust. 7 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne oraz wyznaczenia terminu na ich podjęcie. Przedmiotową decyzją Prezes URE zobowiązał przedsiębiorcę 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. 9h¹ ust. 7 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne oraz wyznaczył termin na ich podjęcie. Decyzji nadano rygor natychmiastowej wykonalności.

Ponadto 19 grudnia 2019 r., w związku ze zmianą art. 9h ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 2 sierpnia 2019 r., Prezes URE wydał decyzję ustalającą treść umowy powierzającej pomiędzy spółkami OGP Gaz-System S.A. a SGT EuRoPol GAZ S.A. Na warunkach określonych w tej umowie OGP Gaz-System S.A. po 31 grudnia 2019 r. nadal wykonuje obowiązki operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego, którego właścicielem jest SGT EuRoPol GAZ S.A. Umowa weszła w życie 1 stycznia 2020 r. i będzie obowiązywała do 31 grudnia 2022 r.

Ocena realizacji przez OSD obowiązków, wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, dokonywana jest również przez **Oddziały Terenowe URE** przez pryzmat sporów rozstrzyganych w trybie art. 8 ust. 1 ustawy, podczas postępowań taryfowych, w trakcie postępowań koncesyjnych i w toku rozpatrywania skarg i wniosków odbiorców na działania OSD.

Weryfikacja IRiESD OSD

Oddziały Terenowe w ramach kontrolowania wypełniania przez OSD ich zadań – w okresie sprawozdawczym przeprowadziły weryfikację 21 przedsiębiorstw, które zostały wezwane do przedstawienia stosownych wyjaśnień i dokumentów związanych z realizacją obowiązku opracowania IRiESD, stosownie do zakresu prowadzonej działalności, co uczyniły w wyznaczonym terminie. Analiza 19 nadesłanych IRiESD wykazała, że zostały opracowane w sposób prawidłowy i zawierają wszelkie niezbędne elementy określone w przepisach, a co za tym idzie nie było podstaw do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzania kar pieniężnych. W dwóch przypadkach stwierdzono nieprawidłowości w zakresie zgodności IRiESD z obowiązującymi przepisami prawa.

Tabela 54. Kontrolowanie przedsiębiorstw w zakresie związanym z realizacją obowiązku opracowania IRiESD

Lp.	Wyszczególnienie	2019 r. [szt.]	2020 r. [szt.]	Razem [szt.]
1	OT Gdańsk	0	0	0
2	OT Katowice	0	0	0
3	OT Kraków	2	2	4
4	OT Lublin	3	2	5
5	OT Łódź	2	2	4
6	OT Poznań	1	1	2
7	OT Szczecin	1	1	2
8	OT Wrocław	2	2	4
	OGÓŁEM	11	10	21

Źródło: URE.

2.7.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski

Na rynku paliw gazowych funkcjonują dwa podmioty zobowiązane do posiadania zatwierdzonych przez Prezesa URE Programów Zgodności oraz składania sprawozdań: Gas Storage Poland Sp. z o.o. i PSG Sp. z o.o. Sprawozdania z realizacji Programu zgodności publikowane są na stronie internetowej URE.

Zgodnie z Informacją Prezesa URE nr 15/2019 w sprawie opublikowania Wytycznych do treści Programów Zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowego, w 2019 r. OSD i OSM przekazali do Prezesa URE wnioski o zmianę w Programach Zgodności. W 2020 r. Program Zgodności operatora systemu magazynowego został zmieniony i dostosowany do Wytycznych Prezesa URE opublikowanych w 2019 r. Wskutek wprowadzonych zmian rozszerzeniu uległ zakres tematyczny Programu Zgodności m.in. o kwestie zarządzania infrastrukturą, komunikacji wewnątrz grupy kapitałowej oraz w relacjach z otoczeniem zewnętrznym, działań marketingowych, centralizacji lub outsourcingu usług i zakupów. W roku sprawozdawczym, z uwagi na szczególnie skomplikowany charakter postępowania, nie zakończyło się postępowanie dotyczące zmian w Programie Zgodności PSG Sp. z o.o. Zarówno OSD, jak i OSM publikują aktualne Programy Zgodności na stronach internetowych.

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, odpowiedzialnym za realizację obowiązków sprawozdawczych w zakresie Programów Zgodności jest Inspektor ds. zgodności. Do jego zadań należy m.in. sporządzenie i przesłanie Prezesowi URE sprawozdania z realizacji Programu Zgodności. Zarówno OSD, jak i OSM wykonali obowiązki sprawozdawcze w terminie wynikającym z obowiązujących przepisów oraz opublikowali Programy Zgodności na swoich stronach internetowych. Wypełniony został obowiązek szkolenia pracowników.

Z kolei analiza treści sprawozdań za 2019 r. i 2020 r., szczególnie sprawozdań przedłożonych przez Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o., wskazuje na rosnące znaczenie Programu oraz roli Inspektora ds. zgodności. Podobnie jak w elektroenergetyce, inspektorzy podejmowali działania edukacyjno-szkoleniowe adresowane do zarządów i pracowników operatorów oraz zajmowali się wykładnią postanowień Programów Zgodności, poradnictwem, konsultacjami, obsługą zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. Inspektor ds. zgodności opiniował projekty regulaminów, nowych zasad, umów i innych dokumentów przed ich przyjęciem przez zarząd operatora, w tym współpracował z innymi służbami operatora w sprawie środków stosowanych w zakresie ochrony informacji sensytywnych. W 2020 r. skierowane zostało do Prezesa URE pytanie o interpretację przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczących niezależności OSD i Programów Zgodności, w związku z planowanym działaniem GK PGNiG. Po analizie okoliczności towarzyszących planom OSD Prezes URE odstąpił od zgłaszania zastrzeżeń w tym zakresie.

W latach 2019-2020 w PSG Sp. z o.o., jak i w Gas Storage Poland Sp. z o.o. 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.

2.8. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Zgodnie z art. 44 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat w zakresie dostarczania paliw gazowych, w tym kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu paliwami gazowymi, magazynowania paliw gazowych i skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, a także do grup odbiorców określonych w taryfie, zapewniając przy tym równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego. Natomiast ust. 2 ww. przepisu wskazuje, że przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do sporządzania i przechowywania, na zasadach i w trybie określonych w przepisach o rachunkowości, sprawozdania finansowego zawierającego bilans oraz rachunek zysków i strat za okresy sprawozdawcze, odrębnie dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej, o których mowa powyżej.

Redakcja art. 44 ustawy – Prawo energetyczne odpowiedzialnością za potwierdzenie prawidłowości prowadzonej ewidencji obciążyła biegłych rewidentów – posiadających odpowiednie kwalifikacje do przeprowadzenia tego typu audytu.

Z kolei do obowiązków Prezesa URE należy monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej.

Podejmowane przez Prezesa URE działania w powyższym zakresie polegały głównie na sprawdzaniu sposobu realizacji tego obowiązku w postępowaniach o zatwierdzenie taryfy poprzez stosowne oświadczenia składane przez zarząd danego przedsiębiorstwa. W przypadku pozyskania informacji wskazujących, że przedsiębiorstwo nie wywiązuje się należycie z ustawowego obowiązku, zawartego w art. 44 ww. ustawy, Prezes URE na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne ma możliwość nałożenia kary pieniężnej na przedsiębiorstwo, które prowadzi ewidencję księgową niezgodnie z zasadami określonymi w art. 44 oraz zgodnie z dyspozycją art. 47 ust. 2 może również odmówić zatwierdzenia taryfy z uwagi na jej niezgodność z tymi przepisami.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, prowadzone jest także w Oddziałach Terenowych URE, zasadniczo w trakcie postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych.

Tabela 55. Kontrolowanie wypełniania przez przedsiębiorstwa z sektora gazowego obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Lp.	Wyszczególnienie	Postępowania taryfowe [szt.]		Pozostałe postępowania (np. koncesyjne, monitoringi) [szt.]		Razem [szt.]
		2019 r.	2020 r.	2019 r.	2020 r.	
1	OT Gdańsk	0	1	4	4	9
2	OT Katowice	5	6	0	0	11
3	OT Kraków	5	6	0	0	11
4	OT Lublin	2	3	0	0	5
5	OT Łódź	3	5	0	0	8
6	OT Poznań	0	1	0	0	1
7	OT Szczecin	0	1	1	1	3
8	OT Wrocław	5	4	0	0	9
	OGÓŁEM	20	27	5	5	57

Źródło: URE.

CZĘŚĆ II. Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych

1. Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym wytwarzających ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji

Rok 2019 i 2020 to kolejne lata obowiązywania ustawy o odnawialnych źródłach energii, regulującej system wsparcia dla wytwarzania energii i biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii. Prace nad nowelizacją ustawy OZE w 2019 r. i w 2020 r., zakończyły się wejściem w życie ustawy z 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw⁹⁵⁾ oraz ustawy z 16 lipca 2020 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii⁹⁶⁾ dokonujących istotnych zmian w przepisach tej ustawy, odnoszących się m.in. do systemu wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

W latach 2019-2020 na stronie internetowej Urzędu zostało opublikowanych szereg informacji, komunikatów i instrukcji, które wyjaśniały istotne wątpliwości interpretacyjne dotyczące stosowanych przepisów, a także ułatwiały wytwórcom korzystanie z systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w postaci świadectw pochodzenia

Zmiany odnoszące się do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych nastąpiły w 2019 r. wraz z nowelizacją ustawy OZE dokonaną ustawą z 19 lipca 2019 r. Modyfikacji uległa definicja biogazu rolniczego, z której wyłączeniu podlega obecnie również m.in. biogaz pozyskany z surowców pochodzących z zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków.

Rok 2020 przyniósł natomiast zmianę definicji drewna energetycznego. Zgodnie z nową definicją sformułowaną przez ustawodawcę, za drewno energetyczne uznaje się (do 31 grudnia 2021 r.):

- 1) surowiec drzewny niebędący drewnem tartaczynym i skrawanym, stanowiącym dłużyce, kłody tartaczne i skrawane oraz niebędący materiałem drzewnym powstałym w wyniku procesu celowego rozdrobnienia tego surowca drzewnego,
- 2) produkty uboczne będące efektem przetworzenia surowca drzewnego, niezanieczyszczone substancjami niewystępującymi naturalnie w drewnie,
- 3) odpady, będące efektem przetworzenia surowca drzewnego, niezanieczyszczone substancjami niewystępującymi naturalnie w drewnie, zagospodarowywane zgodnie z hierarchią sposobów postępowania z odpadami.

⁹⁵⁾ Dz. U. z 2019 r. poz. 1524.

⁹⁶⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1503.

Tabela 56. Świadczenia pochodzenia wydane w 2019 r. (za produkcję w 2016 r. i 2017 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2016 r. – 31 grudnia 2016 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2017 r. – 31 grudnia 2017 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	866,235	1	2 530,505	1
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,000	0	0,000	0
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	177,250	4	114,847	5
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	0,000	0	0,000	0
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	68,890	3	12 908,172	16
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	0,000	0	0,000	0
łącznie	1 112,375	8	15 553,524	22

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 57. Świadczenia pochodzenia wydane w 2019 r. (za produkcję w 2018 r. i 2019 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2018 r. – 31 grudnia 2018 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2019 r. – 31 grudnia 2019 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	228 116,219	429	705 771,872	1 392
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 654 165,282	80	2 539 245,270	188
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	20 902,086	416	67 863,758	780
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	3 105 340,098	2 261	10 924 589,796	8 345
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	110 729,473	744	366 478,976	1 779
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	393 426,232	26	642 849,728	46
łącznie	5 512 679,390	3 956	15 246 799,400	12 530

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 58. Świadczenia pochodzenia wydane w 2020 r. (za produkcję w 2017 r. i 2018 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2017 r. – 31 grudnia 2017 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2018 r. – 31 grudnia 2018 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	0,000	0	86,630	1
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,000	0	23 481,885	1
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	0,000	0	273,257	2
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	0,000	0	513,413	2
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	6 215,031	8	8 994,804	19
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	0,000	0	0,000	0
łącznie	6 215,031	8	33 349,989	25

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 59. Świadectwa pochodzenia wydane w 2020 r. (za produkcję w 2019 r. i 2020 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2019 r. – 31 grudnia 2019 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2020 r. – 31 grudnia 2020 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	226 865,316	418	635 537,773	1 260
Instalacje wykorzystujące biomasę	2 403 200,972	78	2 315 947,603	191
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	25 797,625	425	66 621,733	756
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 066 126,256	2 732	11 412 176,088	8 628
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	100 218,580	597	345 403,795	1 496
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	370 125,528	20	682 278,647	40
łącznie	7 192 334,277	4 270	15 457 965,639	12 371

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 60. Moce zainstalowane w OZE w latach 2019-2020*

Rodzaj instalacji OZE	Moc zainstalowana [MW] wg stanu na 31.12.2020 r.*	
	2019 r.	2020 r.
Instalacje wykorzystujące biogaz	245,366	255,699
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 492,875	1 512,885
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	477,679	887,434
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 917,243	6 347,111
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	973,095	976,047
łącznie	9 106,258	9 979,671

* Dane uwzględniają mikroinstalacje (wnioskujące o wydanie świadectwa pochodzenia albo objęte systemem taryf gwarantowanych albo aukcyjnym systemem wsparcia), małe instalacje, jednostki podlegające koncesjonowaniu przez Prezesa URE oraz jednostki podlegające wpisowi do rejestru działalności regulowanej prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa.

Źródło: URE.

Tabela 61. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacje wnioskujące o wydanie świadectwa pochodzenia albo objęte systemem taryf gwarantowanych albo aukcyjnym systemem wsparcia) wg stanu na 31 grudnia 2020 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	137,719	219
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 512,885	56
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	887,434	1 560
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	6 347,111	1 239
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	976,047	782
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	15 213,043	33
łącznie	25 074,239	3 889

* Nie uwzględnia danych dot. 120 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR.

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

Źródło: URE.

Aukcyjny system wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

Aukcyjny system wsparcia dedykowany jest zarówno wytwórcom, którzy rozpoczęli wytwarzanie energii elektrycznej przed 1 lipca 2016 r. (w tzw. „instalacjach istniejących”) i dotychczas korzystali z systemu świadectw pochodzenia energii elektrycznej, jak i wytwórcom, którzy planują rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej po wygraniu aukcji (w tzw. „nowych instalacjach”). Prezes URE został w drodze ustawy OZE umocowany do ogłaszania, organizowania i przeprowadzania za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) aukcji na sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii.

Zgodnie z ustawą OZE, wytwórcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji z nowymi instalacjami podlegali ocenie formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Ocenę przeprowadza Prezes URE na wniosek wytwórcy o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Weryfikacji podlegała m.in. zgodność wniosku z wymogami ustawy OZE, tj. w zakresie niezbędnych danych i informacji, kompletności załączonej dokumentacji, w tym poprawności tej dokumentacji względem parametrów instalacji objętej wnioskiem, a także zgodności z terminami określonymi przepisami prawa. W wyniku przeprowadzonych postępowań Prezes URE wydawał stosowne zaświadczenia, w tym niejednokrotnie ponownie w odniesieniu do tych samych instalacji, których dotychczasowe uczestnictwo w aukcjach przeprowadzanych w latach ubiegłych okazało się bezskuteczne, co umożliwiło wnioskodawcom udział we właściwych aukcjach organizowanych w 2019 r. i w 2020 r.

Wytwórcy energii elektrycznej w istniejących instalacjach odnawialnego źródła energii składali Prezesowi URE deklaracje o przystąpieniu do aukcji. Składane deklaracje podlegały formalnej i merytorycznej weryfikacji organu, w trakcie której ustalano m.in. datę pierwszego wytworzenia energii elektrycznej, za którą przysługiwało świadectwo pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, w celu określenia granicznej daty uczestnictwa danej instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia. Wytwórcy, w odniesieniu do instalacji, dla których wydano potwierdzenie przyjęcia deklaracji, mogli wziąć udział we właściwych aukcjach tj. o parametrach odpowiadających instalacjom OZE, objętych treścią ww. potwierdzenia.

Zarówno wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji, jak i deklarację o przystąpieniu do aukcji przedsiębiorcy mogli składać za pośrednictwem systemu IPA.

W procesie przygotowania do przeprowadzenia aukcji ogromną rolę odgrywa sprawnie przeprowadzana prekwalfikacja, czyli proces urzędowej oceny formalnej przygotowania danego wytwórcy do rozpoczęcia wytwarzania energii w danej instalacji, kończący się wydaniem zaświadczenia dopuszczającego danego wytwórcę do złożenia oferty. W 2019 r. zostało wydanych 1 418 zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz 43 potwierdzenia przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji, natomiast w 2020 r. wydano odpowiednio 1 683 zaświadczenia i 6 potwierdzeń. Co warte odnotowania, jakość wniosków i deklaracji, a także kompletność załączanych do nich dokumentów systematycznie rośnie, co świadczy o coraz lepszym przygotowaniu wytwórców. W tym miejscu należy również podnieść, że w 2020 r. rozpatrzono największą dotychczas liczbę wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji.

W 2019 r. Prezes URE realizując dyspozycje wynikające bezpośrednio z przepisów prawa, a także uwzględniając uzgodniony z ministrem właściwym ds. energii harmonogram przeprowadzania aukcji, 21 października 2019 r. ogłosił 5 pierwszych aukcji – dedykowanych instalacjom „istniejącym”, a następnie 29 października 2019 r. ogłosił 7 kolejnych aukcji – dedykowanych instalacjom „planowanym”. Aukcje zostały przeprowadzone 25 i 26 listopada 2019 r. oraz 2, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12 i 13 grudnia 2019 r. W aukcjach oznaczonych jako: „AZ/1/2019”, „AZ/3/2019”, „AZ/5/2019”, „AZ/8/2019”, „AZ/10/2019”, „AZ/11/2019”, „AZ/12/2019” nie złożono wymaganej liczby przynajmniej 3 ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE, w związku z czym aukcje te pozostały nierozstrzygnięte. Wyniki pozostałych aukcji przedstawia poniższa tabela.

Tabela 62. Rozstrzygnięcia aukcji przeprowadzonych w 2019 r.

Aukcja Zwykła Nr	Liczba wygranych ofert	Liczba wygranych wytwórców	Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	Minimalna cena z oferty [zł]	Maksymalna cena z oferty [zł]
AZ/2/2019	2	2	219 837,150	137 954 584,1	617,50	633,90
AZ/4/2019	4	4	269 472,549	177 447 997,08	640,55	664,49
AZ/6/2019	101	80	77 837 229,723	16 228 229 935,62	162,83	233,29
AZ/7/2019	1	1	975 000,000	390 000 000,00	400,00*	400,00*
AZ/9/2019	759	260	11 436 779,782	3 633 317 275,72	269,00	327,00

* Minimalna i maksymalna cena w złotych, pomniejszona o kwotę podatku od towarów i usług, po jakiej energia elektryczna wytworzona z odnawialnych źródeł energii została sprzedana, nie przekracza 400 zł/MWh.

Źródło: URE.

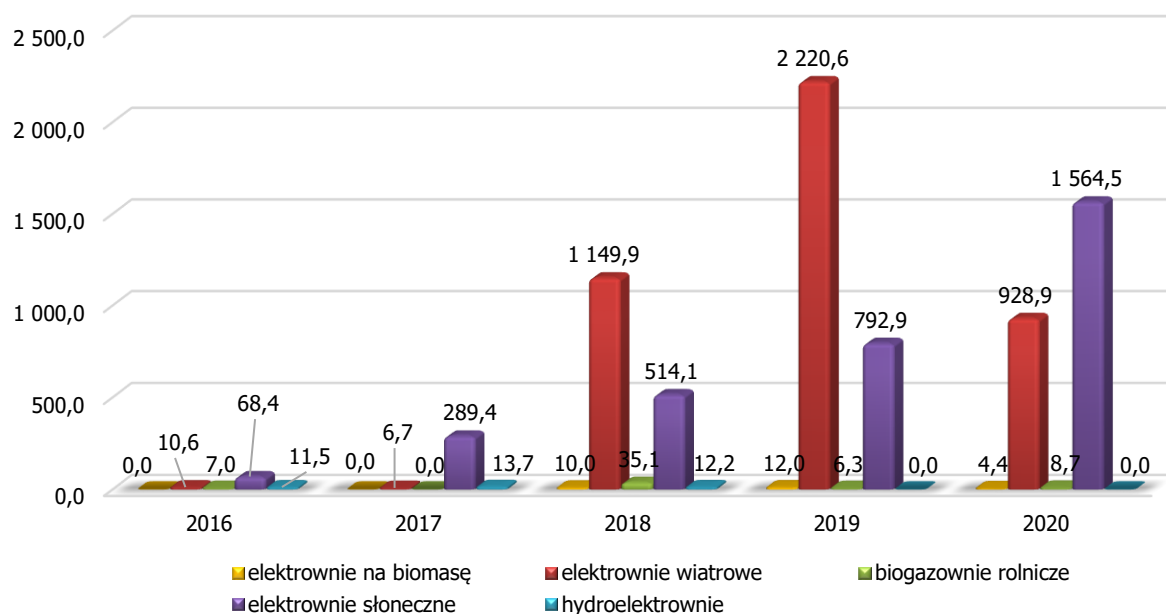
W 2020 r. Prezes URE realizując dyspozycje wynikające bezpośrednio z przepisów prawa, a także uwzględniając uzgodniony z ministrem właściwym ds. klimatu harmonogram przeprowadzania aukcji, 1 października 2020 r. ogłosił 8 aukcji. Pierwszą z nich zadedykowano instalacjom „istniejącym” – biogazowniom rolniczym o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW. Kolejne 7 aukcji zadedykowano instalacjom „nowym”. Aukcje zostały przeprowadzone w dniach: 3, 5, 10, 12, 17, 19 i 26 listopada 2020 r. oraz 3 grudnia 2020 r. W aukcjach oznaczonych jako: „AZ/3/2020”, „AZ/4/2020”, „AZ/5/2020” oraz „AZ/6/2020” nie złożono wymaganej liczby przynajmniej 3 ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE, w związku z czym aukcje te pozostały nierozstrzygnięte. Wyniki pozostałych aukcji przedstawia poniższa tabela.

Tabela 63. Rozstrzygnięcia aukcji przeprowadzonych w 2020 r.

Aukcja Zwykła Nr	Liczba wygranych ofert	Liczba wygranych wytwórców	Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	Minimalna cena z oferty [zł]	Maksymalna cena z oferty [zł]
AZ/1/2020	5	5	501 213,767	323 868 657,23	628,00	655,00
AZ/2/2020	2	2	319 605,600	123 230 829,45	379,95	407,76
AZ/7/2020	96	70	41 939 088,799	9 404 431 852,40	190,00	249,90
AZ/8/2020	752	235	11 747 067,808	3 024 791 586,87	222,87	268,88

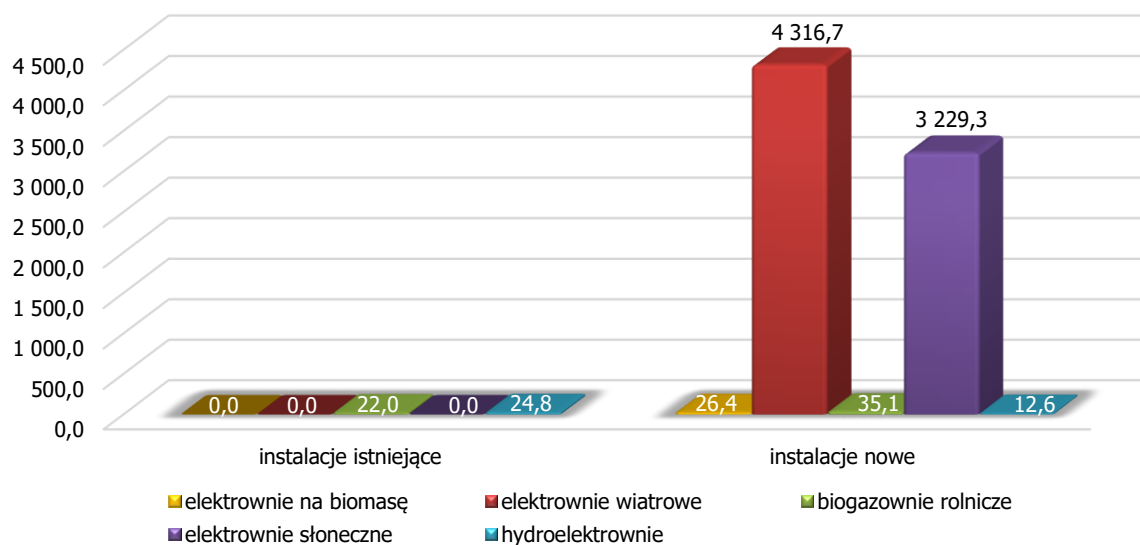
Źródło: URE.

Rysunek 31. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016-2020, w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

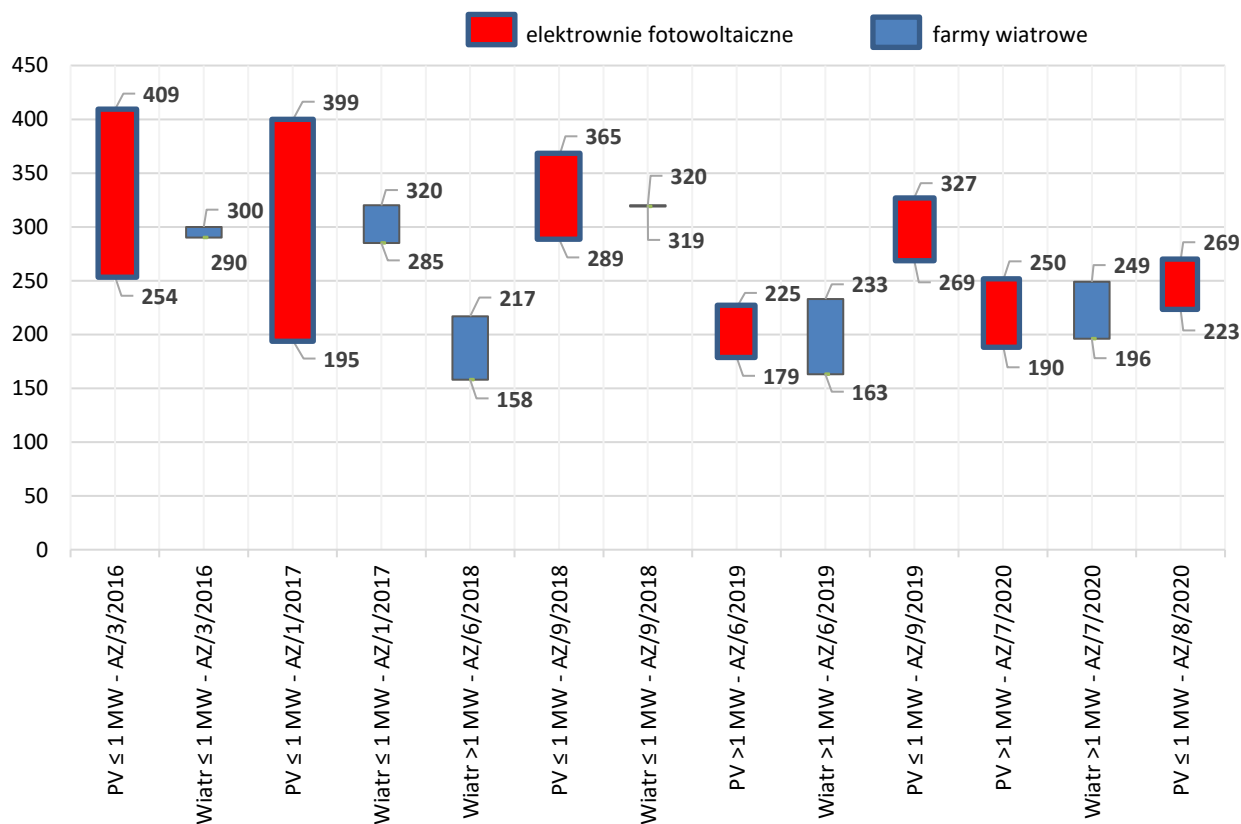
Rysunek 32. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców którzy wygrali aukcje w latach 2016-2020 według typu instalacji: nowa/istniejąca oraz w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

Analizując wyniki aukcyjnego systemu wsparcia należy stwierdzić, że najwyższy potencjał w obszarze kontraktacji nowej mocy wytwórczych odnotowano w 2019 r., mimo że łączna liczba zwycięskich ofert była w latach 2019-2020 bardzo zbliżona. Oznacza to, że średnia wielkość instalacji była najwyższa w 2019 r., na co wpłynęły oferty składane wówczas dla dużych farm wiatrowych. W wyniku rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w 2020 r. zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 2 506,5 MW, wobec 3 031,8 MW w 2019 r. Niewątpliwie wpływ na taki stan rzeczy miał wyraźny spadek nowych projektów farm wiatrowych związany z zasadą „10h” wprowadzoną w 2016 r. wraz z ustawą odległościową. Pomimo spadku łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji objętej ofertami, które zwyciężyły w aukcjach w 2020 r. w stosunku do roku poprzedniego, w przypadku instalacji fotowoltaicznych nastąpił wyraźny – blisko dwukrotny przyrost mocy zainstalowanej elektrycznej: w 2020 r. moc zainstalowana elektryczna z wygranych ofert dotyczących nowych instalacji PV wyniosła 1 564,5 MW, wobec 792,9 MW w 2019 r. Rosnąca popularność elektrowni słonecznych związana jest m.in. z postępem technologicznym, skutkującym wzrostem wydajności paneli fotowoltaicznych oraz spadkiem kosztów ich produkcji. Powyższe ma swoje odzwierciedlenie w cenach, po jakich wytwórcy energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych wygrywali aukcje w poszczególnych latach. Podczas gdy w pierwszych latach funkcjonowania systemu aukcyjnego wytwórcy energii elektrycznej w elektrowniach „słonecznych”, aby uczynić swoje inwestycje opłacalnymi, musieli zaoferować niekiedy kilkadziesiąt zł/MWh więcej niż w elektrowniach wiatrowych, tak w 2020 r. instalacje fotowoltaiczne zrównały się poziomem cen ofertowych z farmami wiatrowymi występującymi w tym samym koszyku. Charakterystycznym zjawiskiem dla aukcji przeprowadzonych w 2020 r. jest fakt, że w koszyku powyżej 1 MW instalacje fotowoltaiczne skutecznie konkurowały z elektrowniami wiatrowymi, czy wręcz skorzystały z efektu luki inwestycyjnej powstałej w wyniku niesprzyjającego otoczenia prawnego w rozwoju nowych projektów wiatrowych (ponad 47% zakontraktowanej mocy w tym koszyku przypadło właśnie na ten rodzaj odnawialnego źródła energii). Dla porównania, w dotychczas przeprowadzanych aukcjach dla instalacji o mocy powyżej 1 MW, instalacje fotowoltaiczne albo w ogóle nie wygrywały aukcji (2018 r.) albo ich udział w całości zakontraktowanej mocy był znikomy (62,1 MW w 2019 r. wobec 2 220,6 MW przypadających na farmy wiatrowe). Porównanie zakresu cen sprzedaży energii elektrycznej z wygranych ofert w aukcjach dedykowanych elektrowniom słonecznym oraz farmom wiatrowych, w latach 2016-2020, przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 33. Zakres cen w zł/MWh z wygranych ofert w aukcjach przeznaczonych dla instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych w latach 2016-2020 (zaokrąglono do 1 zł/MWh)



Źródło: URE.

Udział pozostałych technologii, które wygrały aukcje w 2020 r., był śladowy i dotyczył nowych elektrowni na biomasę (4,4 MW), partycypujących w koszyku o mocy powyżej 1 MW. W kontekście nowych instalacji, znamienym jest dla systemu aukcyjnego permanentny brak zainteresowania wytwórców wytwarzających energię w procesach termicznego przekształcania odpadów czy też wytwarzających energię z biopłynów. Począwszy od 2018 r. notowany jest również istotny spadek zainteresowania aukcjami pośród wytwórców wytwarzających energię w elektrowniach wodnych oraz w biogazowniach – co w przypadku koszyków aukcyjnych o mocy nie większej niż 1 MW jest wynikiem uruchomionych systemów taryf gwarantowanych (FIT) oraz dopłat do ceny rynkowej (FIP). Zainteresowanie systemem aukcyjnym przez wytwórców energii elektrycznej w instalacjach istniejących było bardzo niewielkie, w szczególności z uwagi na zorganizowaną jedyną aukcję dedykowaną biogazowniom rolniczym o mocy większej niż 1 MW, których to obiektów tej skali jest w kraju relatywnie niewiele.

W poniższej tabeli przedstawiono dane dotyczące stanu realizacji instalacji, które zostały objęte zwycięskimi ofertami.

Tabela 64. Dane dotyczące instalacji „nowych”, dla których zrealizowany został obowiązek, o którym mowa w art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE, a rozpoczęcie wytwarzania lub sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym nastąpiło do 31 grudnia 2020 r.

Rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii	Aukcje przeprowadzone w 2016 r.		Aukcje przeprowadzone w 2017 r.		Aukcje przeprowadzone w 2018 r.		Aukcje przeprowadzone w 2019 r.	
	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna
	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]
wykorzystująca energię promieniowania słonecznego	62	59,515	323	276,789	285	271,523	7	6,006
wykorzystująca energię wiatru na lądzie	2	1,600	2	1,700	3	53,150	1	32,850
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy					4	3,997		
wykorzystująca hydroenergię					2	6,716		
Razem	64	61,115	325	278,489	294	335,386	8	38,856
						Razem moc [MW]	713,846	
						Razem liczba instalacji	691	

Źródło: URE.

System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w postaci systemów FIT/FIP

Z systemu FIT, zgodnie z postanowieniami art. 70a ustawy OZE, mogą korzystać wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji lub w mikroinstalacji, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do sprzedawcy zobowiązanego. System FIP natomiast przeznaczony jest dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do wybranego podmiotu innego niż sprzedawca zobowiązany. Zgodnie z brzmieniem art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE, systemy FIT/FIP dedykowane są dla instalacji odnawialnego źródła energii, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie: 1) biomasę (obecnie tylko mikro- i małe instalacje), albo 2) biogaz rolniczy, albo 3) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 4) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 5) biogaz inny niż określony w pkt 2-4, albo 6) hydroenergię.

Ponadto, ustawa o CHP wprowadziła możliwość objęcia wsparciem, o którym mowa w art. 70a ustawy OZE, instalacji wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii w wysokosprawnej kogeneracji.

W 2019 r., do systemów FIT/FIP mogły przystąpić następujące instalacje odnawialnego źródła energii:

- planowane do uruchomienia, w których dotychczas nie została wytworzona energia elektryczna,
- zrealizowane po 1 lipca 2016 r., które nie korzystały z aukcyjnego systemu wsparcia, o którym mowa w art. 73 ustawy OZE,
- uruchomione i wytwarzające energię elektryczną, które korzystają z systemu wsparcia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 44 ust. 1 ustawy OZE,
- które wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie nowelizacji ustawy OZE z 7 czerwca 2018 r. – na zasadach określonych w art. 9 tej ustawy,
- które wygrały aukcje rozstrzygnięte przed 1 stycznia 2019 r. – na zasadach określonych w art. 184a ustawy OZE (wysokosprawna kogeneracja).

Ponadto wytwórca, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, wydane przed 1 stycznia 2019 r., mógł w terminie do 31 grudnia 2019 r. zmienić deklarację, o której mowa w art. 70b ust. 1 tej ustawy, przez zmianę rodzaju instalacji na wytwarzającą energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 8a, 9a lub 10a ustawy OZE – na zasadach określonych w art. 184b tej ustawy.

W 2020 r., do systemów FIT/FIP mogły przystąpić następujące instalacje odnawialnego źródła energii:

- planowane do uruchomienia, w których dotychczas nie została wytworzona energia elektryczna,
- zrealizowane po 1 lipca 2016 r., które nie korzystały z aukcyjnego systemu wsparcia, o którym mowa w art. 73 ustawy OZE,
- uruchomione i wytwarzające energię elektryczną, korzystające z systemu wsparcia świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 44 ust. 1 ustawy OZE,
- które wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie nowelizacji ustawy OZE z 7 czerwca 2018 r. na zasadach określonych w art. 9 tej ustawy.

Stała cena zakupu w systemach FIT/FIP, zgodnie z art. 70e ust. 1 ustawy OZE, wynosi 90% ceny referencyjnej określonej na dany rok kalendarzowy w drodze rozporządzenia przez ministra właściwego ds. klimatu (por. art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE), obowiązującej na dzień złożenia deklaracji FIT/FIP, odpowiednio dla instalacji wykorzystującej dany rodzaj odnawialnego źródła energii.

Istotne jest, że w myśl art. 70a ust. 4 ustawy OZE systemy wsparcia FIT i FIP nie obejmują przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu⁹⁷⁾. Na potrzeby oceny sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw aplikujących do systemów FIT/FIP, w URE opracowane zostały stosowne formularze, które następnie zostały opublikowane na stronie internetowej Urzędu.

W 2019 r. wydano dla 118 wytwórców zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o których mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE. W 2020 r. zaświadczenia takie wydano dla 70 wytwórców. W przypadku pozostałych deklaracji, postępowania administracyjne są procedowane w 2021 r. albo zawieszono na wniosek wytwórcy.

Tabela 65. Zestawienie wydanych w latach 2018-2020 zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, z podziałem na rodzaje instalacji

Rodzaj instalacji	Liczba wydanych zaświadczeń	Moc zainstalowana elektryczna [MW]
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy	3	1,979
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	72	49,525
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów	44	23,584
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	6	5,133
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie hydroenergię	358	76,784
wykorzystująca wyłącznie biomasę	0	0,000
Razem	483	157,005

Źródło: URE.

Systemy wsparcia w wysokosprawnej kogeneracji

Rok 2019 był pierwszym rokiem zmian w funkcjonowaniu sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących następstwem wejścia w życie ustawy o CHP, która – z wyszczególnionymi w ustawie wyjątkami – weszła w życie 25 stycznia 2019 r. Ustawa o CHP w swoich założeniach ma ograniczyć niekorzystne zjawiska środowiskowe, w szczególności pomóc ograniczyć emisję dwutlenku węgla do atmosfery, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej, a także ma poprawić efektywność wykorzystania nośników energii poprzez rozwój wysokosprawnej kogeneracji. Powyższe

⁹⁷⁾ Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.

cele, w odniesieniu do nowych jednostek wytwórczych, mają zostać osiągnięte dzięki wsparciu w postaci premii dopłacanych wytwórcom do ceny energii elektrycznej w ramach następujących systemów:

- 1) system wsparcia w formie premii gwarantowanej (wysokość premii określana jest przez Ministra Klimatu i Środowiska w rozporządzeniu) dla:
 - a) nowych małych jednostek kogeneracji, wchodzących w skład źródła o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW (przed podjęciem decyzji inwestycyjnej wytwórcy obowiązani są dla każdej z ww. jednostek kogeneracji uzyskać potwierdzenie tzw. „efektu zachęty”, o którym mowa w art. 43 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne,
 - b) jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 101 ustawy o CHP (tj. jednostek kogeneracji, dla których wytwórcy uzyskali przed 1 stycznia 2019 r. potwierdzenie tzw. „efektu zachęty”, a także w których została wytworzona energia elektryczna niepotwierdzona wydanym świadectwem pochodzenia z kogeneracji lub wytworzenie energii elektrycznej w tych jednostkach po raz pierwszy nastąpiło po 31 grudnia 2018 r.),
- 2) aukcyjny system wsparcia – w formie premii kogeneracyjnej dla nowych jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, które wygrają aukcje ogłaszane, przeprowadzane i rozstrzygane przez Prezesa URE,
- 3) system wsparcia w postaci naboru – w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej dla nowych jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, które wygrają nabory ogłaszane i przeprowadzane przez Prezesa URE.

W związku z art. 56 ust. 1 ustawy o CHP, w drodze rozporządzenia wydanego przez ministra właściwego do spraw energii, zostały określone maksymalne moce zainstalowane elektryczne nowych małych jednostek kogeneracji, dla których wytwórca może uzyskać premię gwarantowaną w danym roku kalendarzowym. Zarówno dla 2019 r., jak i dla 2020 r. wartość ta wynosiła po 50 MW. W rozpatrywanym okresie do systemu premii gwarantowanej przystąpiły 2 nowe małe jednostki kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 1,090 MW.

W latach 2019-2020 6 jednostek, o których mowa w art. 101 ustawy o CHP uzyskało dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej, co jest równoznaczne z oddaniem do użytku w ww. okresie jednostek kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 26,640 MW.

Opublikowanie rozporządzenia Ministra Energii z 21 sierpnia 2019 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2019 oraz 2020⁹⁸⁾, a także rozporządzenia Ministra Energii z 21 sierpnia 2019 r. w sprawie wartości referencyjnych dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji⁹⁹⁾, umożliwiło Prezesowi URE ogłoszenie 17 września 2019 r. naboru na premię kogeneracyjną indywidualną oznaczonego jako „Nr NCHP/1/2019”, a 13 listopada 2019 r. aukcji na premię kogeneracyjną oznaczonej jako „Nr ACHP/1/2019”.

W okresie 17-20 grudnia 2019 r. odbyła się aukcja na premię kogeneracyjną za sprzedaż energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wytworzonej w jednostkach kogeneracji, o których mowa w art. 4 ust. 1 ustawy o CHP (tj. w nowej jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW lub w znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW), które uzyskały decyzję o dopuszczeniu do udziału w aukcji, o której mowa w art. 19 ust. 1 wyżej wskazanej ustawy. Wyniki aukcji zostały opublikowane 23 grudnia 2019 r. w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

Rok 2020 był drugim rokiem funkcjonowania nowych systemów wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, w którym zostały ogłoszone przez Prezesa URE dwie aukcje na premię kogeneracyjną: 8 maja 2020 r., aukcja oznaczona jako „ACHP/1/2020” oraz 9 listopada 2020 r. aukcja oznaczona jako „ACHP/2/2020”. Ponadto, 11 września 2020 r. Prezes URE ogłosił także nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, oznaczony jako „NCHP/1/2020”.

Pierwsza aukcja w 2020 r. („ACHP/1/2020”) odbyła się w okresie 8-10 czerwca 2020 r., natomiast druga aukcja („ACHP/2/2020”) została przeprowadzona w dniach 10-14 grudnia 2020 r. Wyniki aukcji „ACHP/1/2020” zostały opublikowane 15 czerwca 2020 r. w Biuletynie Informacji Publicznej URE, natomiast wyniki aukcji „ACHP/2/2020” opublikowano 16 grudnia 2020 r. Rozstrzygnięcie naboru na premię kogeneracyjną indywidualną, który odbył się w dniach 14-16 grudnia 2020 r., nastąpiło zgodnie z terminami ustawowymi – 12 marca 2021 r.

W wyniku rozstrzygnięcia trzech ww. aukcji przeprowadzonych w latach 2019-2020, powstanie 11 nowych jednostek kogeneracji o sumarycznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej

⁹⁸⁾ Dz. U. z 2019 r. poz. 1671.

⁹⁹⁾ Dz. U. z 2019 r. poz. 2237.

62,208 MW, które otrzymywać będą premię kogeneracyjną, po spełnieniu wymagań, o których mowa w art. 27 ustawy o CHP.

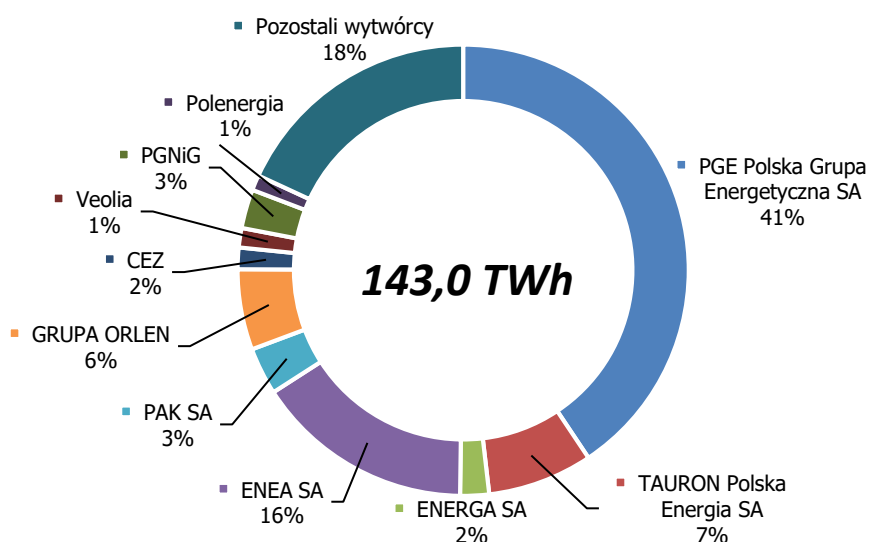
W okresie 18-20 grudnia 2019 r. odbył się nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, który nie został rozstrzygnięty z powodu braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP.

2. Rynek wytwarzania

Od kilku lat, największym udziałem w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej dysponuje grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W 2020 r., analogicznie jak w 2019 r., jej udział wyniósł 40,6%¹⁰⁰⁾. Grupa ta w badanym okresie utrzymywała również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych.

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

Rysunek 34. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2020 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2020 r.)



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

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska 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 2020 r.¹⁰¹⁾ utrzymywał tendencję spadkową z 2019 r., wyniósł 63,8% (co oznacza spadek o 2,6 punktu procentowego w porównaniu do 2019 r.). Wyraźny trend spadkowy odnotowano również dla wskaźnika udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 3,7 punktu procentowego. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A.) nadal dysponowali w sumie prawie 2/3 mocy zainstalowanych i odpowiadali za ok. 62% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tabeli poniżej. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2020 r. zmniejszyło się znaczenie wytwórców

¹⁰⁰⁾ Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2020 r.

¹⁰¹⁾ 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 2020 r.

funkcjonujących w grupie kapitałowej ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika ze spadku produkcji energii elektrycznej u wytwórców funkcjonujących w tej grupie o blisko 14%.

Warto zaznaczyć, że na w 2020 r. liczby podmiotów, które dysponują co najmniej 5% udziałem w mocach zainstalowanych oraz co najmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci nie zmieniły się w porównaniu z 2019 r.

Tabela 66. 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 ¹⁰²	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2019	3	4	62,1	66,4	1 809,2	2 090,5
2020	3	4	58,3	63,8	1 562,2	2 019,9

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych. Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia 2020 r.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

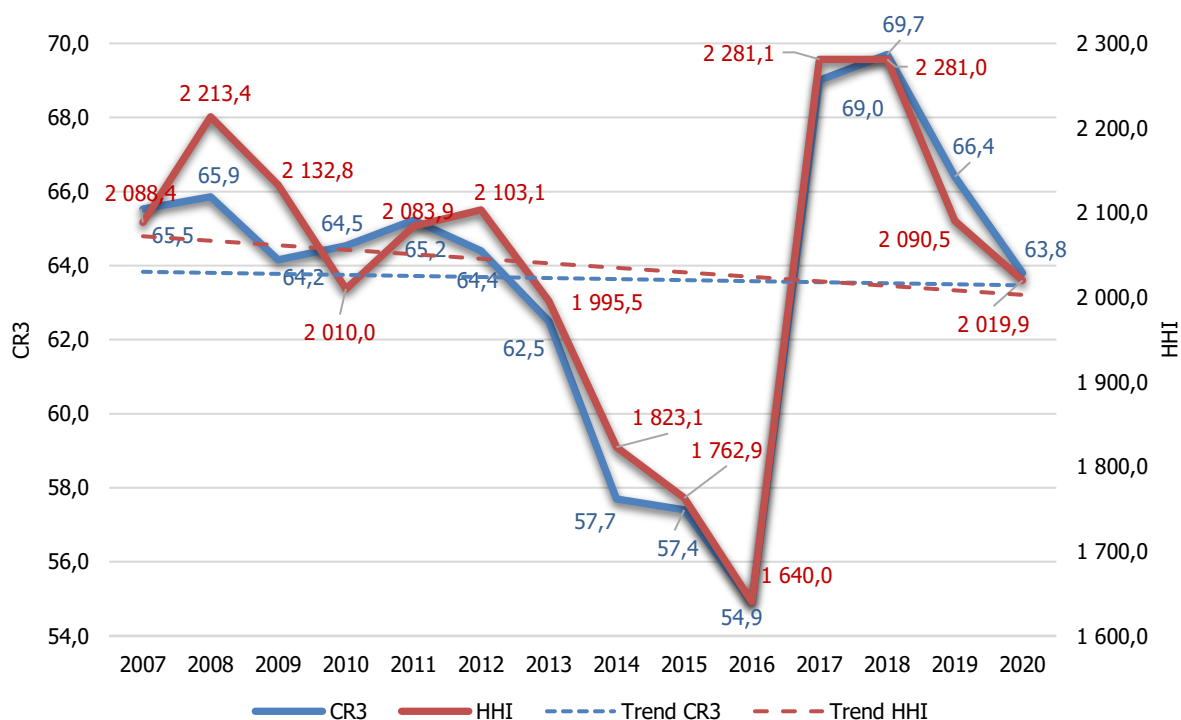
Wieloletni trend spadkowy dotyczący w szczególności wskaźników HHI, mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r. uległ istotnej zmianie, której intensywność obserwuje się również w 2020 r. Oba wskaźniki koncentracji charakteryzują się spadkami w badanym okresie, przy czym wskaźnik koncentracji według mocy zainstalowanej zmniejszył się o prawie 14%, zaś – według energii wprowadzonej do sieci, spadł o ponad 3% wobec 2019 r.

Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2020 r. przyjął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest nadal wysoki. Znamiennym jest z kolei fakt, że po raz pierwszy, w 2020 r. wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej przeszedł z przedziału wysokiej koncentracji do przedziału średniej koncentracji na rynku wytwarzania.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007-2020 została przedstawiona na rysunku poniżej.

¹⁰² Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu”, Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

Rysunek 35. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2020



Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji należy zauważyć, że wskaźniki te uległy w 2017 r. tak dużej zmianie w wyniku zmian organizacyjnych dokonanych w sektorze wytwarzania tj. przejęcia przez dwie grupy kapitałowe – PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. aktywów wytwórczych z innych grup kapitałowych, tj. odpowiednio: EDF oraz ENGiE Energia Polska. Do spadków obu wskaźników koncentracji w 2020 r. wobec lat poprzednich przyczynił się w głównej mierze wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, małych, rozproszonych, w krajowym bilansie produkcji tej energii.

Stopień płynności rynku

Wolumen obrotu hurtowego energią elektryczną w latach 2019-2020 zaprezentowano w tabeli poniżej. Dane pokazują, że wolumen w obydwu latach wyniósł ponad 2-krotność krajowego wolumenu zapotrzebowania na energię, co świadczy o dobrej płynności rynku hurtowego.

Tabela 67. Wolumen obrotu hurtowego energią elektryczną w 2019 r. i 2020 r.

	2019 r.	2020 r.
Całkowity obrót hurtowy, z tego:		
sprzedaż wytwórców do przedsiębiorstw obrotu	402 429 472	390 929 404
sprzedaż wytwórców na rynek bilansujący	62 738 806	30 732 847
sprzedaż wytwórców na giełdę	8 831 186	9 939 547
sprzedaż przedsiębiorstw obrotu (bez sprzedaży do odbiorów końcowych)	77 014 882	106 292 307
Zużycie energii elektrycznej w kraju	253 844 598	243 964 703
	169 391 000	165 532 000

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Sprzedaż energii elektrycznej 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 zakupu i 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 2019-2020.

Tabela 68. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2019-2020 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii i zorganizowana platforma obrotu	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2019**	55,0	82,9	10,7	0,0	2,0	1,8
2020	30,7	106,3	9,9	0,4	1,8	2,6

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

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Tabela 69. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2019-2020 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii i zorganizowana platforma obrotu	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2019**	122,71	103,5	7,4	2,4	127,2	17,8
2020	110,51	96,5	7,4	1,5	127,0	28,0

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

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

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

Od 1 stycznia 2019 r.¹⁰³⁾ podwyższono obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w ramach publicznego obrotu, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, z 30% do 100%, co wpłynęło na znaczny wzrost wolumenu sprzedaży wytwórców poprzez giełdę energii.

Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2020 r. dokonywali sprzedaży części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu z własnej grupy kapitałowej.

Analizując powyższe, należy wskazać też, że obroty przedsiębiorstw obrotu stanowią kluczową część hurtowego rynku energii elektrycznej.

Zakup energii elektrycznej w poszczególnych segmentach

Od 2010 r. przedsiębiorstwa energetyczne zwiększały zasadniczo portfel zakupu energii z rynku giełdowego, co przekładało się na wzrost udziału tej formy zaspokajania zapotrzebowania na energię elektryczną w latach następnych w ogólnym wolumenie zakupionej energii elektrycznej. W 2020 r., analogicznie do roku 2019, nastąpiło kolejne zwiększenie zakupów poprzez TGE S.A. Jednocześnie przedsiębiorstwa obrotu zmniejszyły portfel zakupu energii w kontraktach dwustronnych spoza własnej

¹⁰³⁾ 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 z późn. zm., dalej ustawa z 9 listopada 2018 r.) i obowiązuje on od 1 stycznia 2019 r.

grupy kapitałowej. Przedsiębiorstwa te zmniejszyły jednocześnie zakup energii w kontraktach dwustronnych w ramach własnych grup kapitałowych.

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2019-2020.

Tabela 70. Formy zakupu energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2019-2020 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii i zorganizowana platforma obrotu	Rynek bilansujący	Import	Pozostałe kierunki zakupu
2019	3,1	16,8	12,2	0,6	0,1
2020	8,4	20,5	10,8	0,7	0,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Tabela 71. Formy zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2019-2020 [TWh]

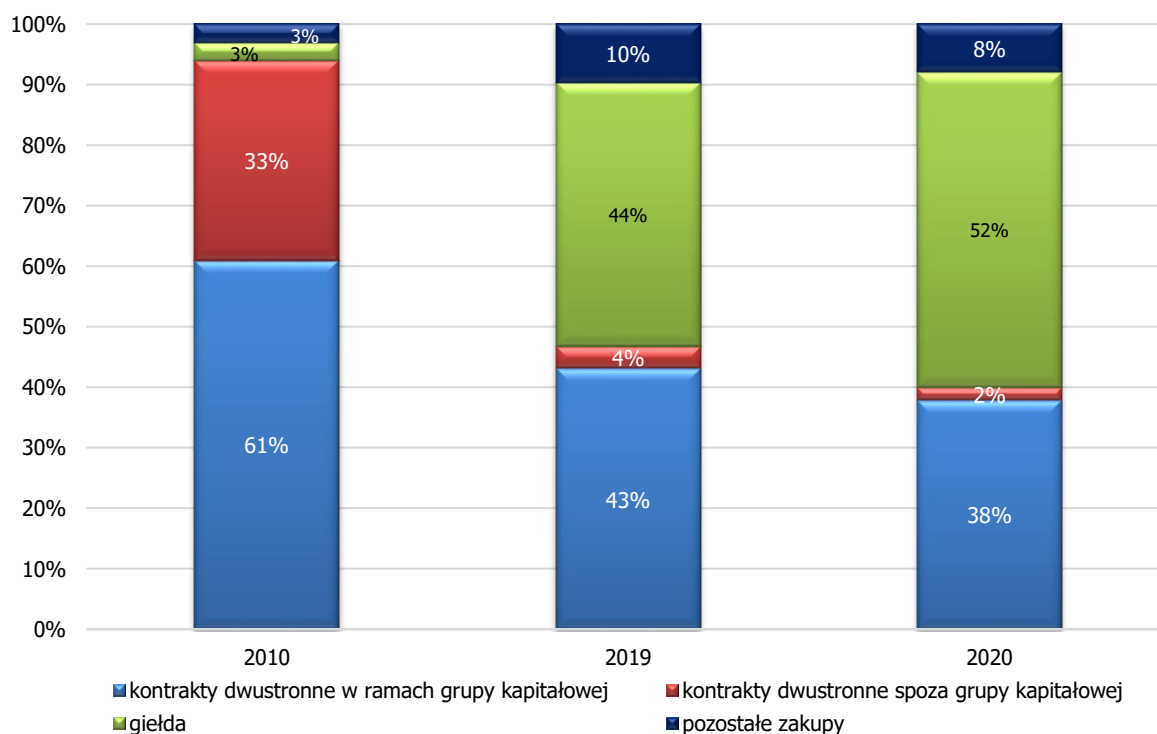
Rok	Elektrownie zawodowe	Przedsiębiorstwa obrotu	Giełda energii i zorganizowana platforma obrotu	Rynek bilansujący	Import	Inne kierunki zakupu	Sprzedawca zobowiązany*
2019	78,7	120,8	174,1	2,1	6,1	1,1	0,6
2020	54,8	111,6	193,3	4,7	4,9	1,3	0,3

* Sprzedawca zobowiązany – obejmuje zakup energii elektrycznej pochodzącej z mikroinstalacji innych niż prosument oraz z instalacji innej niż mikroinstalacja.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Poniższy rysunek obrazuje zmianę struktury kierunków pozyskiwania energii elektrycznej do zaspokojenia popytu na tę energię przez przedsiębiorstwa obrotu.

Rysunek 36. Struktura dominujących kierunków zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w 2020 r. w porównaniu z 2019 r. i z 2010 r. (całość zakupu energii elektrycznej w 2019 r. wynosi 400 166 538 MWh, w 2020 r. 370 804 929 MWh)



Uwaga: Pozostałe zakupy: zakup energii elektrycznej w ramach bilansowania energii z elektrowni i przedsiębiorstw obrotu, zakup z importu, zakup z rynku bilansującego i innych kierunków.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej

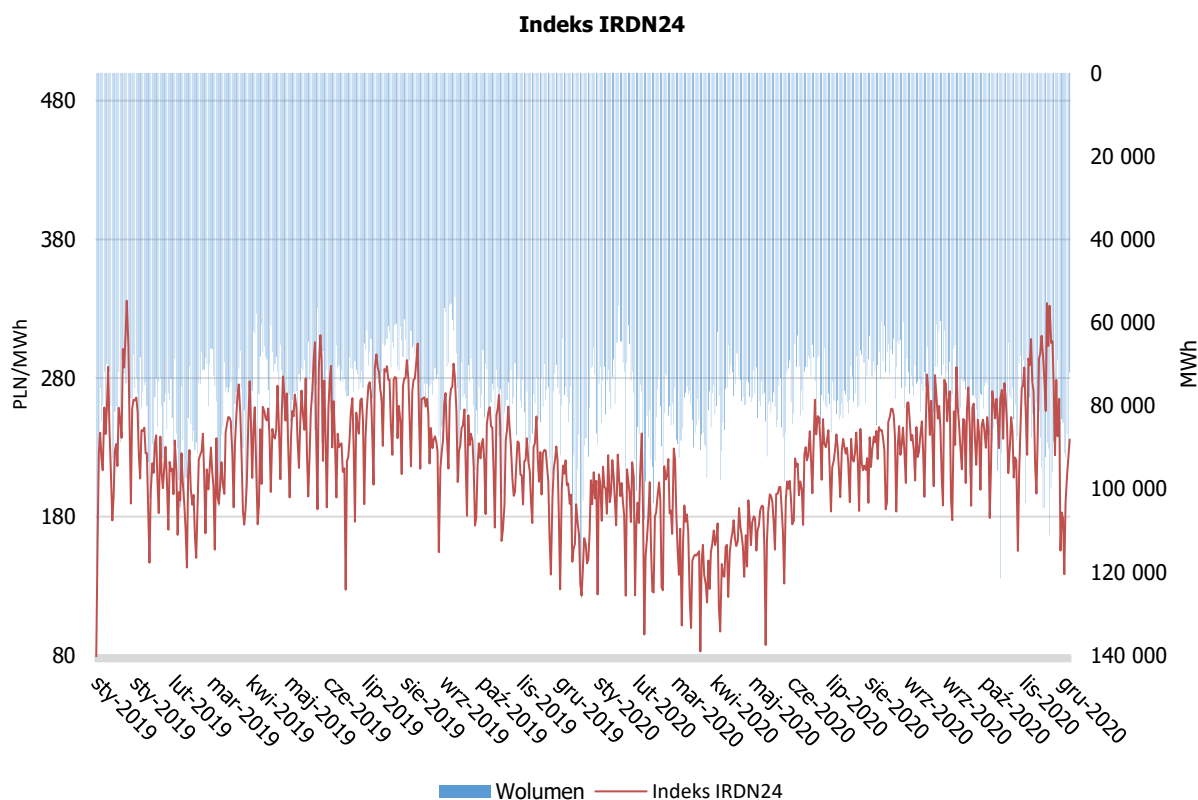
Ceny energii elektrycznej dostarczonej w latach 2019-2020

Ceny energii elektrycznej dostarczonej w 2019 r. i 2020 r. zostały odzwierciedlone w ramach trzech wskaźników publikowanych przez Prezesa URE tj. średniej rocznej i kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Ceny na rynku SPOT 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 37. Średniodobowe ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach lat 2019-2020



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2020 r. wyniosła 210,11 zł/MWh i była niższa względem 2019 r. o 19,51 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 229,62 zł/MWh.

Ceny energii elektrycznej sprzedawanej na TGE S.A.

W 2019 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-20 w całym 2019 r. ukształtowała się na poziomie 266,40 zł/MWh, podczas gdy w 2018 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-19 wyniosła 242,40 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-20 zawieranych w grudniu 2019 r. wyniosła 242,14 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-19 zawieranych w grudniu 2018 r. wyniosła 281,17 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o 13,9%.

W 2020 r. odnotowano spadek cen energii elektrycznej na RTT prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest spadek cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-21 w całym 2020 r. ukształtowała się na poziomie 231,87 zł/MWh, podczas gdy w 2019 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-20 wyniosła 266,40 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-21 zawieranych w grudniu 2020 r. wyniosła 235,30 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-20 zawieranych w grudniu 2019 r. wyniosła 242,14 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o ok. 3%.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b) ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany publikować do 31 marca każdego roku średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok poprzedni.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym¹⁰⁴⁾ w 2019 r. wyniosła 245,44 zł/MWh. Jednocześnie cena ta jest o 1,6% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2019 r. (BASE_Y-19) na rynku terminowym (RTT), która wyniosła 249,45 zł/MWh i o 7,9% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2020 r. (BASE_Y-20) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2019 r. ukształtowała się na poziomie 266,40 zł/MWh.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2020 r. wyniosła 252,69 zł/MWh. Cena ta jest o 5,0% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2020 r. (BASE_Y-20) na rynku terminowym (RTT), która wyniosła 265,38 zł/MWh i o 8,2% wyższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2021 r. (BASE_Y-21) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2020 r. ukształtowała się na poziomie 231,87 zł/MWh.

Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

Na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany ogłaszać, w terminie do 90 dni od dnia zakończenia każdego kwartału, średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale.

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 latach 2019-2020.

¹⁰⁴⁾ Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym została wyznaczona na podstawie danych dotyczących sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do: spółek obrotu spoza grupy kapitałowej w ramach kontraktów dwustronnych i na giełdę energii. Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ww. ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

Tabela 72. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r. i 2020 r.

Kwartał	2019 r.	2020 r.
	średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]
I	241,81	250,90
II	247,21	245,36
III	252,65	257,98
IV	241,41	256,22

Źródło: Dane TGE S.A., Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r. i 2020 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest zbliżona do kwartalnych cen z rynku giełdowego. Algorytm przyjęty do wyliczania ceny w dużej mierze uwzględnia wolumeny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku giełdowym, co pozwala uczestnikom hurtowego rynku energii elektrycznej z dużym przybliżeniem szacować jej wielkość jeszcze przed oficjalną publikacją ceny przez Prezesa URE.

Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

Na podstawie art. 49a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE jest zobowiązany do ogłoszenia w Biuletynie URE w terminie 14 dni od dnia zakończenia kwartału średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi, o którym mowa w ust. 1 tego artykułu.

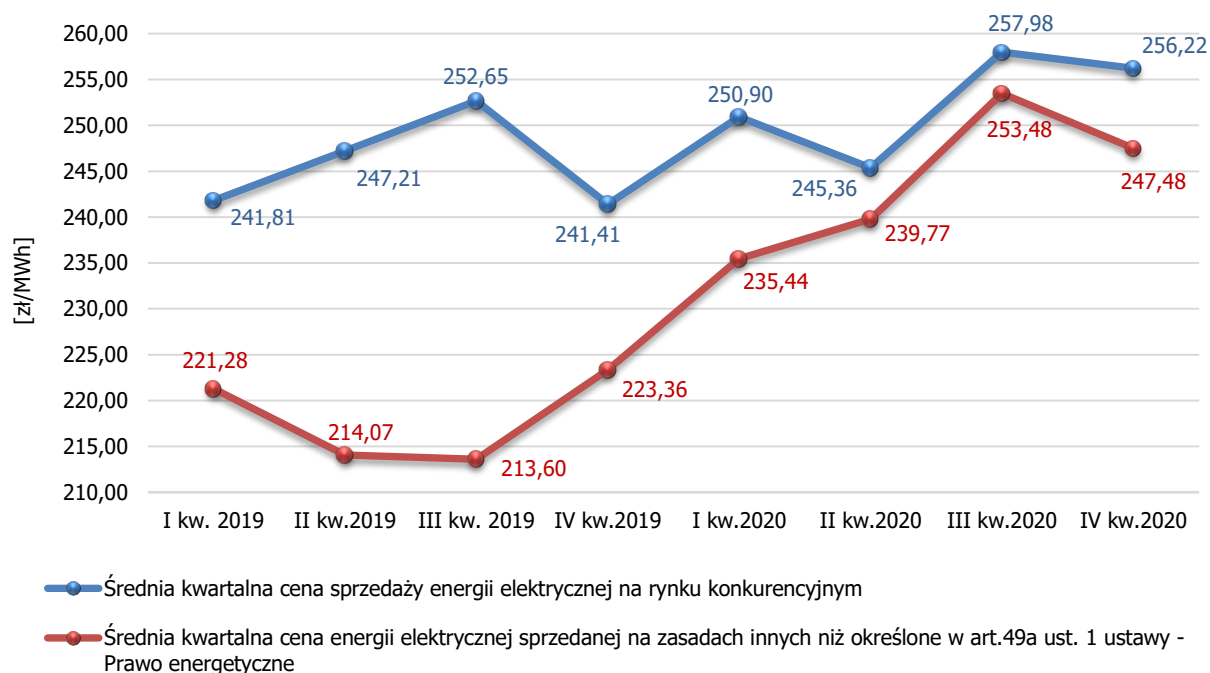
Tabela 73. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w 2019 r. i 2020 r.

Kwartały	2019 r.	2020 r.
	średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]	średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [zł/MWh]
I	221,28	235,44
II	214,07	239,77
III	213,60	253,48
IV	223,36	247,48

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały w latach 2019 i 2020.

Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne ze średnią kwartalną ceną sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, w poszczególnych kwartałach 2019 r. i 2020 r.

Rysunek 38. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne i średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2019 r. i 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

3. Przesyłanie lub dystrybucja

Energia elektryczna

W latach 2019-2020 zgodnie z brzmieniem art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne wskazującym, że „uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej”, w dalszym ciągu przedsiębiorstwa zamierzające prowadzić działalność w zakresie przesyłania bądź dystrybucji energii elektrycznej zobligowane były do uzyskania koncesji w tym zakresie. Jako działalność infrastrukturalna, stanowiąca obszar monopolu naturalnego, a jednocześnie istotna za względu na bezpieczeństwo dostaw i tym samym bezpieczeństwo energetyczne kraju, poddawana jest reżimowi regulacyjnemu.

Zgodnie z zapisami ustawy – Prawo energetyczne na terytorium kraju wyznaczony jest jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działający w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa i jest to spółka PSE S.A. OSP w Polsce jest właścicielem sieci przesyłowej, na której prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, na podstawie koncesji udzielonej przez Prezesa URE. W 2019 r. i 2020 r. na terytorium RP działał jeden OSP w formule pełnego rozdziału właścicielskiego, określonej w art. 9 ust. 1 dyrektywy 2009/72/WE.

W zakresie prowadzenia działalności dotyczącej dystrybucji energii elektrycznej Prezes URE udzielił odpowiednio w 2019 r. 13 koncesji, a w 2020 r. – 7 koncesji. W toku postępowań o udzielenie koncesji sprawdzono spełnianie przez przedsiębiorstwa zamierzające uzyskać koncesję wymagań określonych w art. 33 ustawy, które nie uległy zmianie w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego.

W 2019 r. w zakresie dystrybucji działalność wykonywało 185 OSD wyznaczonych decyzjami Prezesa URE, w tym 5 wydzielonych prawnie z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz 180 OSD, niepodlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego (wg kryterium 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców). Jednocześnie na koniec 2020 r. na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 183 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym 5 prawnie wydzielonych OSD.

Paliwa gazowe

W świetle art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, z wyłączeniem dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s.

Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję (art. 33 ust. 1) oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji (art. 33 ust. 3 i 3a).

Należy również zauważyć, że zgodnie z art. 33 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne Prezes URE zawieszona jest postępowanie o udzielenie koncesji w przypadku wnioskodawcy, wobec którego wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie popełnienia przestępstwa lub przestępstwa skarbowego mającego związek z prowadzoną przez niego działalnością gospodarczą, lub gdy wydano takie postanowienie wobec osób oraz członków, o których mowa w ust. 3a, do czasu zakończenia postępowań: przygotowawczego oraz sądowego.

W ustawie wskazano również minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji (art. 35 ust. 1). Poza tym, zgodnie z art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku gdy wniosek o udzielenie koncesji nie zawiera wszystkich wymaganych ustawą informacji lub dokumentów, Prezes URE wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania. Jak natomiast stanowi art. 35 ust. 2b tej ustawy wniosek o udzielenie koncesji, który nie zostanie uzupełniony w wyznaczonym terminie, w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki, pozostawia się bez rozpoznania.

Jednakże w 2020 r. – z uwagi na wprowadzony stan zagrożenia epidemicznego, a następnie stan epidemii – termin wskazany w art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne został przedłużony na mocy przepisów ustawy z 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych¹⁰⁵⁾. Zgodnie art. 15zzzzt ust. 1 tej ustawy, „w sprawach wszczętych i niezakończonych przed dniem lub w czasie trwania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii, termin o którym mowa w art. 35 ust. 2a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, przedłuża się do 60 dni po dniu odwołania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej tego stanu”. Z kolei w myśl art. 15zzzzt ust. 2 powyższej regulacji, „w postępowaniach wszczętych w okresie od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia 31 grudnia 2020 r., termin, o którym mowa w art. 35 ust. 2a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, wynosi 60 dni”.

Zgodnie z art. 4e¹ ustawy – Prawo energetyczne, usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego. Oznacza to, że przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu. Nieprzestrzeganie powyższego przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną (art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy).

Przed wyznaczeniem danego podmiotu na operatora systemu Prezes URE dokonuje weryfikacji, czy kandydat na operatora spełnia wyżej wymienione kryteria określone w art. 9h ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne oraz czy nie zachodzą przesłanki określone w art. 9h ust. 8.

Ponadto, jak wynika z art. 9h¹ ust. 1 Prezes URE może wyznaczyć operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu połączonego wyłącznie przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało certyfikat spełniania kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1a, albo w przypadku wskazanym w ust. 6.

Należy również odnotować, że zgodnie z art. 9h ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, na terytorium kraju wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego i jednego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo jednego operatora systemu połączonego elektroenergetycznego. Co więcej, w myśl art. 9k ustawy, operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

¹⁰⁵⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1842 z późn. zm.

W związku z powyższym na terytorium Polski funkcjonuje jeden operator systemu przesyłowego, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmuje 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. Spółka prowadzi swoją działalność w oparciu o koncesję na przesyłanie paliw gazowych obowiązującą do 6 grudnia 2068 r. OGP Gaz-System S.A. pełni ponadto funkcję operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa Zachodnia, którego właścicielem jest spółka SGT EuRoPol GAZ S.A. posiadająca koncesję na przesyłanie paliw gazowych. Operatorstwo na odcinku gazociągu tranzytowego wykonywane jest przez OSP w modelu niezależnego operatora systemu na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej z urzędu OGP Gaz-System S.A. jako OSP na okres do 31 grudnia 2025 r.

W zakresie prowadzenia działalności gospodarczej dotyczącej dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych liczba ważnych koncesji na koniec 2019 r. wynosiła 55, natomiast na koniec 2020 r. liczba ważnych koncesji wynosiła 53.

Na terytorium RP według stanu na 31 grudnia 2020 r. funkcjonował OSD gazowy podlegający wymogom prawnego i funkcjonalnego unbundlingu. Tym podmiotem była 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 Polski. Ponadto 50 przedsiębiorstw energetycznych wykonywało funkcje OSD o charakterze lokalnym. Zarówno w 2019 r., jak i 2020 r. Prezes URE wyznaczył po dwóch lokalnych OSD gazowych.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady unbundlingu OSP i OSD. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej i działalności dystrybucyjnej od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego.

Niedostosowanie się do wymogów unbundlingu sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle art. 56 ust. 2 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o których mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności (o których mowa w art. 9d ust. 1-2).

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

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

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

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

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

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
- 3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej,
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ustawy – Prawo energetyczne).

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

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

4. Przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców

Warto wskazać, że przedsiębiorcy podczas spotkań na konferencjach branżowych, a także w toku postępowań administracyjnych i wyjaśniających, sygnalizowali w latach 2019-2020 następujące kwestie:

- zmieniające się ustawodawstwo (liczne nowelizacje ustawy o OZE w przedmiocie definicji: instalacji OZE, prosumenta i formuły jego rozliczania, dalsze zapowiadane zmiany legislacyjne, np. zapowiadany próg uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej od 1 MW),
- problemy w interpretacji przepisów ustawy OZE, w szczególności w zakresie obowiązku zakupu energii wytworzonej w mikroinstalacji,
- brak rozporządzenia wykonawczego w sprawie rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń prosumentów energii odnawialnej,
- trudności w realizacji ustawowego terminu przyłączenia mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej,
- trudności we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego przy zawieraniu umów, instalowaniu odpowiednich liczników i bilansowaniu energii elektryczną pobranej z sieci z energią wytworzoną,
- blokowanie rozwoju energetyki wiatrowej przez ustawę o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych i obowiązującą od połowy 2016 r. zasadę 10 H, która określa minimalną odległość turbiny

od budynków i obszarów chronionych jako dziesięciokrotność wysokości siłowni wiatrowej, czyli ok. 1,5 km.

Często sygnalizowany przez prosumentów problem dotyczył rozliczeń, a w szczególności terminów rozliczania wytworzonej w OZE energii elektrycznej, kwestii odmowy odkupu nadwyżki wytworzonej energii elektrycznej przez wybranego na wolnym rynku sprzedawcę, bilansowania handlowego, bilansowania międzystrefowego i międzyfazowego. W ten sposób ujawnia się problem, który zaistniał już w latach 2017-2018. Ponieważ zobowiązaniem do rozliczania prosumenta jest sprzedawca z urzędu, inni sprzedawcy pomimo praktyki zawierania umów kompleksowych i braku przeszkód prawnych często nie wyrażają woli prowadzenia rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej dostarczanej i pobieranej z systemu dla danego punktu poboru energii elektrycznej. W związku z powyższym prosument nie może zmienić faktycznie sprzedawcy. Prosumenci skarżą się także na brak realizacji przez przedsiębiorstwo energetyczne zawieranego z odbiorcą aneksu do umowy, w którym następuje zmiana okresu rozliczeniowego z dwóch na sześć miesięcy. Ponadto często zgłaszanym przez nich problemem jest także długi okres oczekiwania na wymianę licznika dwukierunkowego.

Poza tym na uwagę zasługują zgłaszane przez przedsiębiorców kwestie niewchodzące w zakres kompetencji Prezesa URE, a dotyczące w szczególności kwestii związanych z szeroko pojętą ochroną środowiska w zakresie uzyskania decyzji środowiskowych, czy kłopotów z przeprowadzeniem inwestycji ze względu na protesty społeczne. Niekiedy zdarzały się sygnały od przedsiębiorców co do wydłużania terminów w zakresie realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (wykonanie przyłączy).

Przeszkodami w rozwoju odnawialnych źródeł energii przedstawianymi przez inwestorów są także kwestie związane z dopuszczalnością lokalizacji źródła. Częsty problem stanowi również to, że mimo sporządzenia dla danego obszaru miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, zapisy tego planu budzą wątpliwości w zakresie dopuszczalności lokalizacji źródła energii, w tym w szczególności źródła odnawialnego. Skutkiem niejasno sformułowanych ram w zakresie dopuszczalności lokalizacji jednostek wytwórczych na danym terenie są również występujące konflikty.

CZĘŚĆ III. Podsumowanie i sugerowane zmiany w otoczeniu regulacyjnym

Aktualne pozostają postulaty, wskazane w Raporcie Prezesa URE z 2019 r., dotyczące:

- 1) usunięcia z kompetencji Prezesa URE badania planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej, o których mowa w art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne,
- 2) zmiany w procesie wyznaczania operatorów systemów OSP i OSD polegające na połączeniu uprawnień wynikających z koncesji i decyzji wyznaczającej na operatora systemu,
- 3) rozliczania energii elektrycznej w przypadku prosumentów korzystających z instalacji trójfazowej, czy też z wielostrefowych grup taryfowych (najczęściej G12).

Prezes URE widzi potrzebę zmiany regulacji dotyczącej **sprzedaży rezerwowej** w zakresie energii elektrycznej. Postuluje się znaczne uproszczenie obecnie obowiązującej procedury. W ocenie URE optymalnym byłoby powierzenie funkcji sprzedawcy rezerwowego sprzedawcy zobowiązanemu, zamieszczenie w ustawie jednolitego standardu sprzedaży rezerwowej oraz ustalenie wspólnego dla sprzedawców rezerwowych sposobu ustalania ceny za energię elektryczną. Dodatkowo optymalnym byłoby przesądzenie w ustawie o automatycznym zawieraniu/rozwiązywaniu umów sprzedaży energii.

Ponadto, w związku z licznymi w ostatnich latach zmianami przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczącymi działalności koncesjonowanej, w tym obowiązków nakładanych na koncesjonariuszy, jak również w związku z doświadczeniem regulatora w zakresie monitorowania rynku paliw i energii i zauważania zmian i zjawisk w nim zachodzących, pożądana byłaby zmiana art. 41 ustawy – Prawo energetyczne poprzez dodanie niebudzącego wątpliwości uprawnienia Prezesa URE do **zmiany z urzędu warunków udzielonych koncesji**. Obecnie zmiana warunków koncesji możliwa jest w oparciu o art. 41 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne: „1. *Prezes URE może zmienić warunki wydanej koncesji na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego*”. Ponadto art. 41 ust. 3 i 4 cytowanej ustawy przewiduje możliwość zmiany z urzędu zakresu koncesji w szczególnych, wskazanych tam przypadkach. Zaznaczyć jednak należy, że – pomijając ściśle określone przypadki warunkujące dokonanie zmiany koncesji – wskazane przepisy dają Prezesowi URE możliwość zmiany jedynie zakresu koncesji nie zaś jej warunków (zob. art. 37 ust. 1 pkt 2 i 5 ustawy). W obecnym stanie prawnym w sposób jednoznaczny określono, że Prezes URE przy udzielaniu koncesji określa warunki wykonywania działalności gospodarczej, a w trakcie wykonywania działalności powstają wątpliwości co do możliwości ich modyfikacji (odzwierciedlone w nowym, niejednolitym orzecznictwie) bez względu na zmiany prawne lub faktyczne na rynku w okresie obowiązywania koncesji. Rozwiązanie takie jest nie do przyjęcia ze względu na podstawową funkcję koncesji, to jest ochronę odbiorców paliw i energii. Koncesja jest wprowadzana bowiem w tych obszarach, w których Państwo uznaje, że ze względu na potrzebę ochrony określonych interesów (np. bezpieczeństwo, ochrona odbiorców) wyłączenie swobody działalności gospodarczej jest niezbędne do prawidłowego funkcjonowania rynku. Biorąc zatem pod uwagę fakt, że koncesja może zostać udzielona nawet na 50 lat i może być przedłużana bez konieczności udzielania nowej koncesji (zob. art. 39 ustawy – Prawo energetyczne), uznanie, że warunki koncesyjne mogą być ustalane tylko przy jej udzieleniu, jest nielogiczne w świetle celu ustawy – Prawo energetyczne oraz wiedzy i doświadczenia życiowego.

Przyjęcie rozwiązania umożliwiającego zmianę warunków koncesji tylko na wniosek zainteresowanego prowadzi do akceptowania w wielu przypadkach sytuacji patologicznych – trudno bowiem oczekiwać wniosku o zmianę warunków, które byłyby zdaniem wnioskodawcy w jakikolwiek sposób dla niego niekorzystne. Jak wielokrotnie podkreślał to Sąd Najwyższy, koncesja stanowi samodzielne źródło obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego i to obowiązków, które nie mogą stanowić jedynie powielenia rozwiązań zawartych w ustawie (zob. np. wyrok SN z 6 października 2011 r., sygn. akt III SK 18/11). Realizacja warunków koncesji stanowi podstawowy obowiązek koncesjonariusza. Przy czym, co szczególnie istotne, warunkiem *sine qua non* do tego, aby reglamentacja działalności gospodarczej poprzez koncesjonowanie spełniała swoją rolę w obszarze energetyki, a więc m.in. pozytywnie wpływała na bezpieczeństwo energetyczne państwa i chroniła uzasadnione interesy uczestników rynku, w szczególności odbiorców paliw i energii, jest dokonywanie aktualizacji obowiązków koncesyjnych w razie wystąpienia ku temu obiektywnych względów. Aktualizację taką ma obowiązek zapewnić w sposób systemowy, tj. względem całego rynku paliw i energii, wyłącznie Prezes URE jako regulator tego rynku. Bez trudu można bowiem sobie wyobrazić

całe spektrum rozbieżnych interesów poszczególnych przedsiębiorców funkcjonujących na rynku, uniemożliwiających wypracowanie jednolitych, zestandaryzowanych warunków koncesyjnych i następnie wykluczających bieżącą ich jednolitą aktualizację oraz dostosowywanie do zmieniającego się otoczenia zewnętrznego.

Korzystne ze względu na interes odbiorców i kontrahentów koncesjonariusza byłoby również uzależnienie udzielenia koncesji od oceny, czy przedsiębiorca daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją. Zależność taka była przewidziana w art. 50 pkt 2 nieobowiązującej już ustawy z 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej¹⁰⁶⁾. Do 2016 r., zgodnie z wcześniej utrwalonym orzecznictwem sądowym, brak dawania rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją mógł stanowić samodzielną podstawę do odmowy udzielenia koncesji. W oparciu o ten przepis, Prezes URE odmawiał udzielenia koncesji np. przedsiębiorcom ukaranym za przestępstwa nie mające związku z prowadzoną działalnością gospodarczą (zob.: art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne), a świadczące o braku dawania rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją (np. przestępstwa z winy umyślnej przeciwko mieniu oraz przeciwko wiarygodności dokumentów). Zamieszczenie takiej regulacji w Prawie energetycznym zwiększyłoby margines okoliczności objętych kontrolą organu regulacyjnego i pozwoliłoby nie dopuścić lub wyeliminować z rynku podmioty, co do których istnieją uzasadnione okoliczności, że nie będą prawidłowo wykonywać działalności gospodarczej objętej koncesją. Zwiększyłby się zatem zakres ochrony rynku i odbiorców, w szczególności w gospodarstwach domowych.

Podtrzymywanym przez regulatora postulatem pozostaje propozycja zmian w treści art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne poprzez dokonanie wyraźnego rozdzielenia zasad dotyczących przyłączania odbiorców od zasad przyłączania jednostek wytwórczych, w tym odnawialnych źródeł energii do sieci. Obecne brzmienie tego przepisu powoduje, że przesłanki przyłączenia adekwatne jedynie dla odbiorcy są zasadniczo przenoszone w orzecznictwie i to bardzo niejednolicie na źródła i odwrotnie. Bieżące uregulowania prawne nie dokonują bowiem dystynkcji pomiędzy przyłączeniem odbiorcy a przyłączeniem jednostki wytwórczej, co budzi duże problemy interpretacyjne. Jest to sytuacja utrudniająca możliwość skutecznego prowadzenia postępowań administracyjnych w trakcie rozstrzygania sporów o przyłączenie, jak również na etapie negocjowania warunków umowy o przyłączenie.

Oceniając obowiązujące przepisy regulujące kwestie przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii, w szczególności należy ponownie zasygnalizować potrzebę zmiany przepisu art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, który określa publicznoprawny obowiązek w zakresie zapewnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie m.in. na warunkach i zasadach określonych w założeniach i planach, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy (gminne projekty i plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe). Należy tu wskazać na następujące kwestie wymagające działań legislacyjnych odnoszących się do przepisu art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne:

- uzupełnienie brzmienia przepisu w ten sposób, aby odsyłał również do przepisu art. 16 ustawy – Prawo energetyczne przez co publicznoprawny obowiązek finansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, dotyczyłby tych inwestycji, które są wpisane do opracowanego i uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, zwłaszcza, że ta ustawa nakazuje zapewnić spójność pomiędzy planami przedsiębiorstw energetycznych i założeniami, strategiami oraz planami, o których mowa w art. 19 i art. 20,
- zmiany brzmienia przepisu w ten sposób, aby jednoznacznie wskazywał, że publicznoprawny obowiązek finansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, dotyczyłby tych inwestycji, które zostały umieszczone w planach, o których mowa w art. 20 ustawy – Prawo energetyczne, bowiem w założeniach do planu, o którym mowa w art. 19 ustawy, brak jest elementów dotyczących technicznych lub ekonomicznych aspektów przyłączania podmiotów do sieci. Dopiero w projekcie planu, o którym mowa w ust. 2 pkt 3 ww. art. 20, określa się przewidywane koszty realizacji proponowanych przedsięwzięć i źródło ich realizacji, co ewentualnie pozwoliłoby na ocenę istnienia warunków ekonomicznych danego przyłączenia.

¹⁰⁶⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1829 z późn. zm.

Należy podkreślić, że faktycznym gwarantem istnienia ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci jest plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, ponieważ poprzez jego uzgodnienie Prezes URE gwarantuje wynagrodzenie zamieszczonych w nim inwestycji, w tym przyłączeniowych poprzez zatwierdzenie taryfy. W postanowieniu Sadu Najwyższego z 29 stycznia 2019 r. (sygn. akt I NSZ 1/18) zostało wskazane, że dla ustalenia „czy zachodzą przesłanki określone w art. 7 ust. 1 PrEnerg konieczne jest zbadanie, czy istnieją warunki ekonomiczne przyłączenia do sieci”. W ocenie Sądu Najwyższego warunki ekonomiczne powinny być dokonywane z uwzględnieniem treści (zakresu) – uzgodnionego przez przedsiębiorstwo energetyczne z Prezesem URE – planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne. Wymusza to także ocenę zapewnienia w taryfie przedsiębiorstwa sieciowego – zatwierdzonej przez Prezesa URE – faktycznego przyznania środków na realizację inwestycji ujętej w planie rozwoju (por. postanowienie Sądu Najwyższego z 29 stycznia 2019 r., sygn. akt I NSZ 1/18).

Odnoszenie publicznoprawnych obowiązków przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych w zakresie finansowania inwestycji przyłączeniowych i rozwojowych umieszczonych w projektach i planach gminnych, o których mowa wyżej jest całkowicie niezasadne i niewłaściwe. Należy przy tym wskazać, że zarówno praktyka działania OSD, jak i orzecznictwo sądowe wskazuje na brak związku planów rozwoju z oceną technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci gazowej lub elektroenergetycznej, dotyczy to w szczególności odnawialnych źródeł energii. Natomiast, co do rozwoju i funkcjonowania tych źródeł na terenie poszczególnych gmin, to projekty i plany gminne (jeżeli są sporządzone) nie zawierają z reguły wymaganych zapisów dotyczących rodzajów źródeł albo zawierają zapisy bardzo ogólne, co budzi wątpliwości w kontekście obowiązku realizacji odpowiednich inwestycji sieciowych. Powoduje to potrzebę zmian w treści art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne w odniesieniu do przyłączania źródeł odnawialnych.

W praktyce regulacyjnej Prezesa URE pojawiały się spory powstałe na tle zawężającej wykładni art. 7 ust. 8^d ustawy – Prawo energetyczne, przy rozpatrywaniu przez przedsiębiorstwa energetyczne wniosków o wydanie warunków przyłączenia, zgodnie z którym wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją. W powyższym kontekście przedsiębiorstwa energetyczne wyrażały stanowiska, że plan zagospodarowania przestrzennego powinien wskazywać dopuszczalność lokalizacji określonego rodzajowo źródła wytwórczego. W związku z tym, w celu usunięcia wątpliwości interpretacyjnych należy dokonać zmiany ww. artykułu poprzez usunięcie zapisu wskazującego na określanie lokalizacji „danego źródła” i zastąpienie wyrazu „danego źródła” wyrazem „źródła”.

Istotnym w kontekście realizacji inwestycji związanych z procesem transformacji energetycznej jest [wprowadzenie wymiaru jakościowego do polityki regulacyjnej](#), jak również ukierunkowanie inwestycji w taki sposób, aby w jak największym stopniu realizowały strategiczne cele określone dla sektora energetyki. Większe ukierunkowanie na efekty działań inwestycyjnych przyczyni się z jednej strony do poprawy elastyczności przedsiębiorstw energetycznych w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu gospodarczym i regulacyjnym, a z drugiej strony powinno zapewnić efekt koordynacji tych działań w sektorach elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa. Ważne jest również ukształtowanie stabilnej polityki regulacyjnej, w szczególności w obszarze zasad zwrotu z zaangażowanego kapitału, która przyczyni się do poprawy warunków inwestowania w obszarze infrastruktury sieciowej, w szczególności dystrybucyjnej, niezbędnych dla realizacji zadań inwestycyjnych umożliwiających przeprowadzenie procesu transformacji energetycznej.

Obszarem, w którym zasadne jest wprowadzenie zmian do ustawy o CHP są przepisy nakładające na płatników opłaty kogeneracyjnej [obowiązek comiesięcznego przekazywania Prezesowi URE informacji o ilości energii elektrycznej, która stanowi podstawę do naliczenia opłaty kogeneracyjnej i wielkości należnych i pobranych środków z tytułu tej opłaty](#), pod rygorem wymierzenia kary pieniężnej. Przepis ten jest przeniesieniem rozwiązania zastosowanego pierwotnie w ustawie OZE, przy czym z uwagi na istotne różnice w uregulowaniu kwestii wyliczania opłaty OZE i opłaty kogeneracyjnej, zasadne jest zrezygnowanie z tego obowiązku.

Ponadto, należy rozszerzyć zapisy ustawy o CHP poprzez [dodanie możliwości uaktualnienia oferty, która została złożona w związku z aukcją na premię kogeneracyjną lub naborem na premię](#)

kogeneracyjną indywidualną. Zmiany te umożliwiłyby bardziej elastyczne dostosowanie się uczestników akcji CHP oraz naboru, którymi najczęściej są przedsiębiorstwa ciepłownicze, do dynamicznie zmieniającej się sytuacji na rynku ciepłowniczym poprzez dobór optymalnych rozwiązań technicznych, z uwagi na powiązanie wsparcia jednostek o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW z koniecznością wprowadzania ciepła do publicznej sieci ciepłowniczej.

Uregulowania wymaga również kwestia sytuacji prawnej odbiorców zamierzających zostać prosumentami, a posiadających umowy kompleksowe bądź sprzedaży zawarte na czas oznaczony ze sprzedawcami innymi niż sprzedawcy zobowiązani, którzy nie mają publicznoprawnego obowiązku rozliczania prosumentów. Odbiorcy tacy mają utrudnioną możliwość eksploataowania mikroinstalacji i rozliczania takiej energii, a rozwiązanie umowy z dotychczasowym sprzedawcą, nie będącym sprzedawcą zobowiązanym niesie za sobą ryzyko ponoszenia przez odbiorców dodatkowych kosztów związanych z przedterminowym rozwiązaniem umowy zawartej na czas określony.

Zmiany legislacyjne powinny także dotyczyć sposobu rozliczania prosumentów, w tym korzystania z wirtualnego magazynu energii. Biorąc od uwagę, że celem rozwoju energetyki opartej o OZE jest efektywne wykorzystanie energii elektrycznej wytworzonej z OZE, kluczowym staje się nie tylko jej wytwarzanie, ale przede wszystkim odpowiednie zarządzanie wytworzoną energią elektryczną. Będzie to możliwe w przypadku łączenia instalacji wytwórczych z instalacjami magazynowania energii w instalacje hybrydowe, jak również dzięki wdrażaniu narzędzi do zarządzania energią. Kluczowa staje się zatem rola agregatorów. Aby zrealizować ten cel niezbędne jest zapewnienie odpowiednich sygnałów ekonomicznych, które nie występują ze względu na obecnie stosowane zasady rozliczeń za korzystanie z wirtualnego magazynu energii. Wytwarzanie i zarządzanie energią w źródłach prosumenckich ma również na celu zapewnienie równowagi pomiędzy indywidualnymi korzyściami z używania tych źródeł i kosztami zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego.

Warto również uregulować kwestię bilansowania, szczególnie bilansowania międzyfazowego, bowiem aktualna sytuacja na rynku uniemożliwia zawieranie umów nakładających na sprzedawcę „z wyboru” obowiązku odkupu energii elektrycznej, a także do rozważenia pozostaje wprowadzenie uproszczonej procedury weryfikacji poprawności działania układu pomiarowego OSD. Weryfikacja taka powinna odbywać się w niezależnym laboratorium lub np. urzędzie miar, który certyfikuje urządzenie. Obecnie odbiorca/prosument jest zupełnie bez szans w dochodzeniu racji w przypadku wadliwości wskazań urządzenia pomiarowego.

Spostrzeżenia dotyczące funkcjonowania przepisów regulujących działanie rynku energii są na bieżąco przekazywane ministrowi właściwemu ds. energii. Niemniej z perspektywy końca 2020 r., Prezes URE dostrzega potrzebę wprowadzenia następujących regulacji prawnych:

- wprowadzenie kont regulacyjnych dla działalności gazowniczych infrastrukturalnych przedsiębiorstw energetycznych – tj. dla działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, na zasadach analogicznych jak w przypadku przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie przesyłania paliw gazowych (rozporządzenie NC TAR). Dla działalności przesyłowej w zakresie gazu i energii elektrycznej oraz dystrybucji energii elektrycznej takie konta już funkcjonują. Na koncie regulacyjnym będą ewidencjonowane różnice pomiędzy przychodem kalkulacyjnym ustalonym w postępowaniu w sprawie zatwierdzenia taryfy oraz przychodem faktycznie uzyskanym przez gazowe przedsiębiorstwa infrastrukturalne. Konto regulacyjne będzie wyrównywane przy kalkulacji kolejnej taryfy (lub taryf – w przypadku znaczących różnic przychodów). Konto regulacyjne może obejmować również ewidencję istotnych składników kosztów. Modelowo bowiem, przychody infrastrukturalnego przedsiębiorstwa energetycznego uzyskiwane z opłat taryfowych powinny zapewnić mu pokrycie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności wraz z wynagrodzeniem zaangażowanego kapitału,
- zmiana art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne – uzupełnienie katalogu dokumentów załączanych do wniosku o udzielenie koncesji o biznesplan dla działalności, na którą ma być udzielona koncesja.

Postulowana zmiana pozwoli Prezesowi URE na skuteczniejszą ocenę spełniania przez przedsiębiorców ubiegających się o uzyskanie koncesji warunku określonego w art. 33 ust. 1 pkt 2 ww. ustawy tj. dysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź udokumentowania możliwości ich pozyskania,

- doprecyzowanie treści art. 37 ust. 2c ustawy – Prawo energetyczne poprzez jednoznaczne wskazanie, jaki dzień jest przyjmowany za dzień zaistnienia zmian, o których mowa w tym przepisie. W ocenie Prezesa URE w powyższym przepisie konieczne jest doprecyzowanie, że w przypadku podmiotów zarejestrowanych w Krajowym Rejestrze Sądowym za dzień zaistnienia zmian uznaje się dzień ogłoszenia wpisu o tych zmianach do Krajowego Rejestru Sądowego w Monitorze Sądowym i Gospodarczym. Powyższe pozwoli wyeliminować pojawiające się po stronie przedsiębiorstw energetycznych wątpliwości interpretacyjne, który dzień powinny one traktować, jako dzień zaistnienia zmian danych, o których mowa w art. 37 ust. 1 pkt 1 i 7 tej ustawy, w kontekście deklaratoryjnego lub konstytutywnego charakteru wpisów do Krajowego Rejestru Sądowego,
- zmiana art. 41 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne poprzez wprowadzenie możliwości cofnięcia koncesji w przypadku, gdy koncesjonariusz przestanie dawać rękojmię prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej.
Rozwiązanie to będzie uprawniać Prezesa URE do cofnięcia wszystkich rodzajów koncesji w przypadku, gdy koncesjonariusz dopuści się działań świadczących o tym, że nie daje on rękojmi prawidłowego wykonywania jakiegokolwiek działalności koncesjonowanej. Przykładami takich działań może być fałszowanie dokumentów, oszustwa przy zawieraniu umów, celowe i masowe wprowadzanie odbiorców w błąd stwierdzone w ramach jednego z rodzajów działalności koncesjonowanej.
Postulowane rozwiązanie miałyby charakter prewencyjny. Umożliwiłoby bowiem Prezesowi URE cofnięcie wszystkich rodzajów koncesji podmiotowi, który pomimo posiadania kilku rodzajów koncesji, wykazuje się dużą aktywnością tylko na jednym rynku (np. rynku energii elektrycznej) i głównie na tym jednym rynku dopuszcza się licznych nieprawidłowości, podczas gdy na pozostałych rynkach dopiero zaczyna swoją działalność lub przygotowuje się do jej rozpoczęcia. Działanie prewencyjne polegałoby na możliwości cofnięcia danemu podmiotowi wszystkich rodzajów koncesji – z uwagi na brak rękojmi prawidłowego wykonywania działalności – jeszcze zanim ww. podmiot zdąży powtórzyć na innych rynkach nieuczciwe praktyki lub masowe nieprawidłowości, jakich dotychczas dopuszczał się tylko w jednej działalności koncesjonowanej,
- uregulowanie kwestii wodoru, biometanu i syngazu w ustawie – Prawo energetyczne oraz aktach wykonawczych z uwzględnieniem założeń, jakie zostaną przyjęte w projektowanej strategii wodorowej.
W szczególności istotne jest ustandaryzowanie jakości paliw gazowych w przypadku dodawania do strumienia gazu ziemnego, biometanu lub wodoru, w celu zapewnienia bezpiecznej i efektywnej energetycznie pracy sieci gazowych i urządzeń zainstalowanych u odbiorców paliw gazowych,
- zmiana formuły utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (ustawa o zapasach).
Proponuje się zmianę obecnej formuły utrzymywania zapasów obowiązkowych z zapasów tworzonych i utrzymywanych przez poszczególne podmioty zobowiązane na zapasy tworzone i utrzymywane przez podmiot nadzorowany przez Skarb Państwa lub bezpośrednio przez ministra właściwego ds. energii (system agencyjny). Taki system zapewniłby utrzymywanie zapasów gazu ziemnego w sposób realny przez jeden podmiot i mógłby wpłynąć na ograniczenie barier wejścia dla nowych podmiotów na rynek, poprzez możliwość realizacji obowiązku zapasowego w dowolnym momencie roku gazowego, na równych i transparentnych zasadach, bez konieczności zamawiania dodatkowych usług w celu utworzenia zapasu i odbioru gazu z zapasu po zakończeniu obowiązku. Opłaty, jakie powinny być wnoszone do agencji utrzymującej zapasy obowiązkowe, powinny być zatwierdzane decyzją administracyjną w oparciu o koszty uzasadnione. Zapas powinien być określany na okresy np. 5-letnie, co pozwoliłoby także zapewnić stabilne warunki rozwoju dla podmiotów zajmujących się magazynowaniem paliw gazowych,
- zmiana zakresu przedmiotowego zapasów obowiązkowych oraz przepisów dotyczących ograniczeń w poborze gazu ziemnego (ustawa o zapasach).
Obowiązek tworzenia zapasów obowiązkowych dotyczy wyłącznie gazu ziemnego, który zgodnie z art. 3 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne jest jednym z rodzajów paliwa gazowego, które może być transportowane sieciami przesyłowymi lub dystrybucyjnymi krajowymi. Przepisy dotyczące ograniczeń w poborze gazu w sytuacjach kryzysowych, dotyczą również wyłącznie gazu ziemnego.

Z uwagi na wysoce prawdopodobny wzrost znaczenia innych gazów (np. biogazu lub wodoru, syngazu), które w przyszłości potencjalnie mogą być przesyłane gazociągami przesyłowymi, należy rozważyć podjęcie prac zmierzających do włączenia innych rodzajów gazu niż gaz ziemny do systemu bezpieczeństwa paliwowego państwa. W sieci przesyłowej może znajdować się zarówno gaz ziemny, jak i inne rodzaje gazu palnego, w tym np. biogaz czy wodór. Obecnie, w sytuacji wprowadzenia ograniczeń, brak stosownych regulacji może powodować problemy i spory dotyczące rozliczenia ilości gazu pobieranego przez odbiorców w okresie obowiązywania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Ta kwestia jest szczególnie aktualna w kontekście dokumentów strategicznych przyjmowanych na poziomie krajowym oraz UE, w obszarze polityki klimatyczno-energetycznej, w celu zapewnienia neutralności klimatycznej.

W obszarze **wytwarzania energii elektrycznej z OZE** należy wskazać również na następujące kwestie, które winny być przedmiotem zmian w otoczeniu regulacyjnym:

- 1) wyzwania regulacyjne związane z wejściem w życie uregulowań prawnych w zakresie wdrożenia systemu wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej,
- 2) dalsze funkcjonowanie aukcyjnego systemu wsparcia:
 - a) wydłużenie funkcjonowania aukcyjnego systemu wsparcia w terminie zapewniającym zachowanie ciągłości obowiązywania tego systemu/stabilizacja procesów rozwoju projektów;
 - b) złagodzenie obostrzeń wprowadzonych wobec lądowych farm wiatrowych – udrożnienie projektów, dywersyfikacja wsparcia w systemie aukcyjnym;
 - c) wobec wzrostu zainteresowania wytwórców projektami fotowoltaicznymi powyżej 1 MW – dostosowanie terminów pierwszej sprzedaży dla tego rodzaju projektów;
 - d) wprowadzenie rozwiązań zapewniających możliwość skutecznego wspierania wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach zmodernizowanych,
- 3) rozwój (wzrost liczby) instalacji OZE implikuje konieczność dostosowania istniejących /zaplanowanych nowych regulacji prawnych w takich obszarach, jak:
 - a) reglamentacja działalności gospodarczej (rozważenie zmniejszenia obciążeń regulacyjnych wobec niektórych rodzajów instalacji/poziomu łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, wprowadzenie zróżnicowanych wymogów koncesyjnych uwzględniających charakterystykę poszczególnych rynków paliw i energii);
 - b) rozważenie zmniejszenia obciążeń związanych z pokrywaniem kosztów funkcjonowania systemów wsparcia OZE przez wytwórców w mikroinstalacjach;
 - c) wobec skali zwiększającego się wpływu rozproszonych źródeł energii na stabilność pracy sieci elektroenergetycznej, wprowadzenie rozwiązań umożliwiających zapobieżenie negatywnym zjawiskom w tym obszarze – zapewniających możliwość redysponowania pracą instalacji oraz uwzględniających zwiększającą się rolę magazynów energii a także instalacji/układów hybrydowych i ich wpływ na funkcjonowanie rynku w aspekcie zarówno technicznym, jak i ekonomicznym,
- 4) zakończenie udziału części instalacji OZE w dotychczasowych systemach wsparcia – model dalszego funkcjonowania,
- 5) wydłużenie czasowego horyzontu wsparcia w ramach systemów FIT/FIP oraz rozważenie wprowadzenia rozwiązań zapewniających możliwość skutecznego wspierania wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach zmodernizowanych,
- 6) zapobieżenie negatywnym skutkom ograniczeń sieciowych występujących w zakresie przyłączania instalacji OZE do systemu, wyeliminowanie braku spójności wśród operatorów systemów elektroenergetycznych w obszarze kryteriów oceny parametrów technicznych źródeł aplikujących o przyłączenie (moc zainstalowana vs przyłączeniowa),
- 7) wyzwania transformacyjne związane ze zwiększającą się rolą źródeł niepaliwowych i ich wpływem na cenę energii,
- 8) wprowadzenie skutecznych narzędzi transponujących do krajowego prawodawstwa formułę prosumenta zbiorowego oraz prosumenta wirtualnego,
- 9) uwzględnienie roli regulatora w odniesieniu do nowych form handlu energią stosowanych pomiędzy wytwórcami i odbiorcami energii – rozwój produktów typu PPA,
- 10) modyfikacja regulacji prawnych w zakresie administracyjnych kar pieniężnych wymierzanych na podstawie ustawy OZE – zmiana wysokości kar pieniężnych, zwiększenie zakresu uprawnienia odstąpienia od wymierzenia kary, ograniczenie zakresu kar pieniężnych w sztywnej wysokości na rzecz kar o wysokości ustalonej przez Prezesa URE.