



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 2023

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w raporcie	6
Wstęp	10
Część I. Monitorowanie funkcjonowania systemów	13
1. ENERGIA ELEKTRYCZNA	13
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)	13
1.1.1. Zasady zarządzania ograniczeniami	13
1.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych	19
1.1.3. Relacje pomiędzy ograniczeniami a rynkiem hurtowym	20
1.2. Mechanizmy bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym	21
1.2.1. Bilansowanie	21
1.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym	24
1.3. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci	25
1.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	26
1.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	35
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	53
1.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego	53
1.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych	55
1.5. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej	55
1.5.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	56
1.5.2. Inwestycje w nową infrastrukturę sieciową – zestawienie zbiorcze wielkości wykonanych w latach 2021–2022 przez OSP i OSD	75
1.5.2.1. Operator systemu przesyłowego	76
1.5.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (pięciu OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności	81
1.5.2.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzący działalność dystrybucyjną o charakterze lokalnym	84
1.5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze	84
1.5.4. Działania związane z kodeksami sieci	86

1.6. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	93
1.6.1. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne	93
1.6.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski	102
1.7. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki	103
1.8. Elektromobilność	105
1.9. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej	107
2. PALIWA GAZOWE	108
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 (EOG)	108
2.1.1. Zasady zarządzania i rozdziału przepustowości	108
2.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych	109
2.2. Mechanizmy bilansowania systemu gazowego i zarządzania ograniczeniami w krajowym systemie gazowym	110
2.2.1. Bilansowanie	110
2.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w krajowym systemie gazowym	110
2.3. Warunki przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacja oraz dokonywanie napraw tej sieci	113
2.3.1. Monitorowanie odmów zawarcia umów o przyłączenie do sieci w poszczególnych regionach – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	113
2.3.2. Monitorowanie dokonywania napraw sieci – zgodnie z zasięgiem terytorialnym i właściwością rzeczową oddziałów terenowych URE	120
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	131
2.4.1. Publikowanie informacji przez operatora systemu przesyłowego	131
2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych	135
2.5. Warunki świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, usług skraplania gazu ziemnego oraz innych usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne	135
2.6. Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych	144
2.6.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych	145
2.6.2. Plany rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych	149
2.6.2.1. Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)	150
2.6.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)	154
2.6.2.3. Operator systemu magazynowania paliw gazowych (Gas Storage Poland Sp. z o.o.)	156
2.7. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań	156
2.7.1. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1-1b ustawy – Prawo energetyczne	156
2.7.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski	161

2.8. Wypełnianie przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej	163
Część II. Ocena warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych	164
1. Regulacyjne uwarunkowania uruchamiania nowych jednostek wytwórczych, w tym wytwarzających ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji	164
2. Rynek wytwarzania	182
3. Przesyłanie lub dystrybucja	192
4. Przeszkody w rozwoju OZE w opinii przedsiębiorców	201
Część III. Podsumowanie i sugerowane zmiany w otoczeniu regulacyjnym	205

WYKAZ SKRÓTÓW UŻYWANYCH W RAPORCIE

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
dyrektywa 2019/944	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. U. UE L 158/125 z późn. zm.)
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
IPA	Internetowa Platforma Aukcyjna
IRiEIM	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych
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
OSGZ	Operator Systemu Skraplania Gazu Ziemnego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OT URE	Oddział Terenowy URE
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 347/2013	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z dnia 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 dnia 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 714/2009 (<i>utraciło moc 31 grudnia 2019 r.</i>)	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 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 dnia 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 2015/1222	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 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 dnia 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 dnia 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 dnia 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 dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. U. UE L 259/42 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/1485	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 220/1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/1938	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. U. UE L 280/1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/2195	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312/6 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/2196	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 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 dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158/54 z późn. zm.)

rozporządzenie BAL	rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 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 dnia 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 IO	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/703 z dnia 30 kwietnia 2015 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych (Dz. U. UE L 113/13)
rozporządzenie NC TAR	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72/29 z późn. zm.)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 5 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 326/1)
rozporządzenie systemowe elektroenergetyczne	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późn. zm.)
rozporządzenie taryfowe gazowe	rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 280)
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.
TPA	<i>Third Party Access</i> – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
URE, Urząd	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa – Prawo energetyczne	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.)
ustawa – Prawo przedsiębiorców	ustawa z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2023 r. poz. 221 z późn. zm.)
ustawa z 20 maja 2021 r.	ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093 z późn. zm.)
ustawa z 17 września 2021 r.	ustawa z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1873)
ustawa z 8 czerwca 2022 r.	ustawa z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383)
ustawa z 29 września 2022 r.	ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 2370 z późn. zm.)
ustawa z 15 grudnia 2022 r.	ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 2687 z późn. zm.)

ustawa o CHP	ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553)
ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 875)
ustawa o pomocy publicznej	ustawa z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702)
ustawa o rynku mocy	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2021 r. poz. 1854 z późn. zm.)
ustawa o zapasach	ustawa z dnia 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 2022 r. poz. 1537 z późn. zm.)
ustawa o MFW	ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 z późn. zm.)
ustawa OZE	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 z późn. zm.)

WSTĘP

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, co dwa lata Prezes URE sporządza raport podsumowujący warunki gospodarowania w sektorach elektroenergetycznym i paliw gazowych w Polsce, zawierający także informacje o projektach inwestycyjnych znajdujących się w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej.

Najnowsze, siódme z kolei, opracowanie dotyczy lat 2021–2022 i przedstawia oraz ocenia warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz poziom realizacji planów rozwoju operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych. W Raporcie wskazano również pożądane kierunki zmian legislacyjnych, które, według Prezesa URE, mogłyby przyczynić się do ułatwienia prowadzenia działalności na rynkach energii, a ponadto – do efektywniejszej realizacji przez regulatora jego obowiązków.

Pierwsza z trzech części Raportu przedstawia zebrane przez URE informacje dotyczące monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i paliw gazowych oraz bezpieczeństwa ich dostarczenia. Monitorowanie systemów w obszarze warunków przyłączenia podmiotów do sieci i dokonywania napraw tych sieci, to jedno z głównych zadań realizowanych przez oddziały terenowe URE, które zajmują się również rozstrzyganiem sporów dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

Przedsiębiorstwo energetyczne, które przesyła lub dystrybuje paliwa lub energię, ma obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci ubiegających się o nie podmiotów. Musi się tak stać, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci. W okresie objętym Raportem oddziały terenowe URE otrzymały łącznie prawie 11 tys. powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej. To olbrzymi, bo niemal dziewięciokrotny wzrost liczby odmów w porównaniu do okresu 2019–2020, kiedy to powiadomień było niewiele ponad 1 200. Taki wzrost liczby odmów, który odnotowuje się już od wielu lat, wskazuje na brak – w aktach wykonawczych do Prawa energetycznego – jasnych zasad regulacji, które powinny szczegółowiej określać warunki ekonomiczne i techniczne przyłączenia do sieci. Stosowanie własnych założeń przez każdego z operatorów i brak klarownych rozporządzeń budzą obawy inwestorów. Warto także wskazać na znaczny wzrost łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia – prawie 66 GW wobec 5,6 GW w poprzednim okresie. Nadal głównym powodem odmów przyłączenia obiektów do sieci był brak warunków technicznych.

W omawianym okresie, do oddziałów terenowych URE wpłynęło ogółem prawie 57 tys. powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej, co stanowi niemal 145 proc. wzrost liczby odmów w stosunku do lat 2019–2020 (23 tys. odmów). Zdecydowana większość odmów wynikała z braku warunków ekonomicznych.

W konsekwencji wzrosła także liczba sporów rozstrzyganych w oddziałach terenowych URE dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci oraz liczba wydanych decyzji administracyjnych rozstrzygających te spory: w zakresie energii elektrycznej – z 14 do 78, a w zakresie paliw gazowych – z 68 do 255 (konsekwencja zwiększonego zainteresowania przyłączeniem do sieci gazowej m.in. w związku ze zmianą źródeł ogrzewania w budynkach). Z uwagi na pojawienie się na rynku znacznej liczby prosumentów, wpłynęło od nich ponad 500 skarg na parametry energii elektrycznej w sieci OSD wstrzymujące pracę mikroinstalacji.

Monitorowanie bezpieczeństwa dostarczenia energii elektrycznej w 2022 roku wykazało, że w stosunku do roku 2021, wzrosła zarówno moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (o 12,65 proc.), jak i osiągalna (o 9,55 proc.). Największy wzrost mocy zainstalowanej (o 43 proc.) oraz mocy osiągalnej (o 34 proc.), odnotowano w źródłach wiatrowych oraz pozostałych odnawialnych. Co ważne, produkcja energii elektrycznej pokryła krajowe zużycie energii. Dominujący wolumen, bo aż 84,24 proc. wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni

i elektrociepłowni zawodowych. Nastąpiło znaczne zmniejszenie produkcji w podsegmencie wytwórców w oparciu o paliwa gazowe (spadek produkcji energii o 25,17 proc.). Na szczególną uwagę zasługuje dalszy i znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE (o 45,40 proc.).

Z badania planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2022–2036 wynika, że przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do 2036 r. do eksploatacji łącznie ponad 22 GW nowych mocy wytwórczych, z czego największe inwestycje planowane są w jednostki wytwórcze oparte o: gaz ziemny (9,8 GW), morskie farmy wiatrowe (5,2 GW) oraz PV (5,7 GW). Jednocześnie wytwórcy planują wycofać z eksploatacji jednostki o mocy ok. 20 GW, głównie wykorzystujące węgiel kamienny i węgiel brunatny z uwagi na brak efektywności ekonomicznej i zużycie technologiczne. W związku z tym najbardziej zmniejszy się udział jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny (z ok. 21 GW do ok. 11 GW), natomiast największy przyrost odnotują jednostki gazowe (z ok. 3,3 GW do ok. 13 GW).

Część druga Raportu to analiza warunków podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych. W roku 2021 i 2022 uległy zmianie m.in. przepisy warunkujące możliwość wykonywania działalności gospodarczej w instalacjach o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wprowadzono również ważne regulacje prawne dotyczące zarówno aukcyjnego systemu wsparcia, jak i systemów FIT/FIP.

W 2021 roku odnotowano najwyższy poziom kontraktacji nowych mocy wytwórczych, jak również łącznej liczby zwycięskich ofert. W przeprowadzonych aukcjach zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 3 853,9 MW, wobec 2 506,5 MW w 2020 roku. Wynikało to z rosnącej popularności elektrowni słonecznych, przewyższającej zainteresowanie projektami farm wiatrowych na lądzie, których rozwój został zahamowany niesprzyjającym otoczeniem prawnym (tj. wprowadzoną w 2016 roku – na mocy tzw. ustawy odległościowej – zasadą 10H). Moc zainstalowana elektryczna elektrowni fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w 2021 roku, wyniosła 3 072,3 MW wobec 1 564,5 MW w roku poprzednim. Z kolei moc zainstalowana elektryczna farm wiatrowych na lądzie, które wygrały aukcję w 2021 roku, wyniosła 779,1 MW, wobec 928,9 MW w 2020 roku.

Niepewność prognoz rynkowych cen energii, różnice cen referencyjnych w poszczególnych koszykach i zmieniające się otoczenie prawne spowodowało, że w 2022 roku spadła liczba ofert złożonych w poszczególnych aukcjach. W wyniku rozstrzygnięć aukcji, zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 737,7 MW, w tym moc zainstalowana elektryczna elektrowni fotowoltaicznych wyniosła 485,6 MW, a farm wiatrowych na lądzie – 245,2 MW. Od 2018 roku spada zainteresowanie aukcjami wśród wytwórców energii 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).

Rozwój OZE napotyka – jak wykazały postępowania administracyjne i wyjaśniające prowadzone w Urzędzie w latach 2021–2022 – liczne przeszkody, do których należą m.in.: zmieniające się ustawodawstwo (istniejące i zapowiadane zmiany legislacyjne), problemy w interpretacji przepisów ustawy OZE, ograniczone możliwości finansowania inwestycji, ograniczenia infrastrukturalne i trudności w realizacji ustawowego terminu przyłączenia instalacji do sieci elektroenergetycznej. Nie bez znaczenia są też problemy przedsiębiorców we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego przy zawieraniu umów przyłączeniowych, trudności administracyjno-proceduralne, blokowanie rozwoju energetyki wiatrowej przez zasadę 10H, brak *cable pooling* i linii bezpośrednich. Przedsiębiorcy zwracają też uwagę na brak dostępu do ekspertyz i analiz. Wskazują na nieprawidłowości w czasie procedowania wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci oraz na traktowanie przez OSP/OSD magazynów energii jak źródeł wytwórczych na etapie ich przyłączenia do sieci (brak magazynów nie pozwala na gromadzenie energii z OZE w razie jej nadprodukcji). Także prosumenci zgłaszali do URE w okresie sprawozdawczym istotny problem, jakim jest niedochowanie parametrów jakościowych energii elektrycznej w sieci OSD powodujące zakłócenia pracy mikroinstalacji fotowoltaicznych.

Trzecia część Raportu zawiera przede wszystkim sugerowane przez Prezesa URE zmiany w otoczeniu regulacyjnym. Wzrost liczby wpływających do Urzędu Regulacji Energetyki wniosków o rozstrzygnięcie sporów dotyczących przyłączenia do sieci, w szczególności instalacji OZE spowodował, że Prezes URE kilkakrotnie wskazywał na konieczność zainicjowania procesu legislacyjnego, który zmieniłby przepisy

dotyczące przyłączeń. Także od kilku lat Prezes URE postuluje zwiększenie roli regulatora nad treścią koncesji. Raport informuje również o projekcie ustawy zmieniającej Prawo energetyczne (obecnie w Sejmie RP), przewidującym nową kompetencję Prezesa URE – opracowanie wytycznych odnoszących się do kierunków rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych będą mogły je uwzględnić w swoich planach rozwoju.

Ponadto Raport odnotowuje wskazane przez Prezesa URE inne, pożądane kierunki zmian legislacyjnych w polskiej energetyce, które mogłyby przyczynić się do ułatwienia prowadzenia działalności na rynkach energii, a także wspomóc działania samego regulatora w celu m.in. zwiększenia ochrony rynku paliw lub energii, czy też kontroli nad działaniami przedsiębiorstw energetycznych. Niektóre z propozycji zostały już wprowadzone w życie, bądź znalazły się w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

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 są uregulowane w rozporządzeniu 2019/943, rozporządzeniu 2015/1222 (dotyczącym alokacji krótkoterminowej i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi) i rozporządzeniu 2016/1719 (dotyczącym alokacji długoterminowej).

W 2021 r. 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,
- 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.

Natomiast dodatkowo w 2022 r., na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym, wyznaczane były wartości NTC zdolności przesyłowych dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych, aukcji dobowych oraz w ramach procedur dnia bieżącego, natomiast od 9 czerwca 2022 r. została wprowadzona – dla horyzontu dobowego – metoda Flow Based Allocation (FBA), która zastąpiła metodę NTC.

W latach 2021–2022 PSE S.A. oferowała i alokowała zdolności przesyłowe:

1) na profilu synchronicznym:

Od początku 2021 r. do momentu wprowadzenia zmian, o których mowa poniżej, alokowanie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym, odbywało się na podstawie dotychczasowych zasad alokacji.

W horyzoncie długoterminowym udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej miało miejsce zgodnie z zatwierdzonymi decyzją ACER Nr 03/2017 z 2 października 2017 r. zasadami alokacji dla horyzontu długoterminowego, zmienionymi decyzją ACER Nr 14/2019 z 29 października 2019 r. (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).

W horyzoncie dobowym zdolności udostępniane były na podstawie 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).

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”).

Dodatkowo, 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 było stosowane do czasu objęcia granicy polsko-słowackiej mechanizmem SIDC, które to nastąpiło 29 listopada 2022 r.

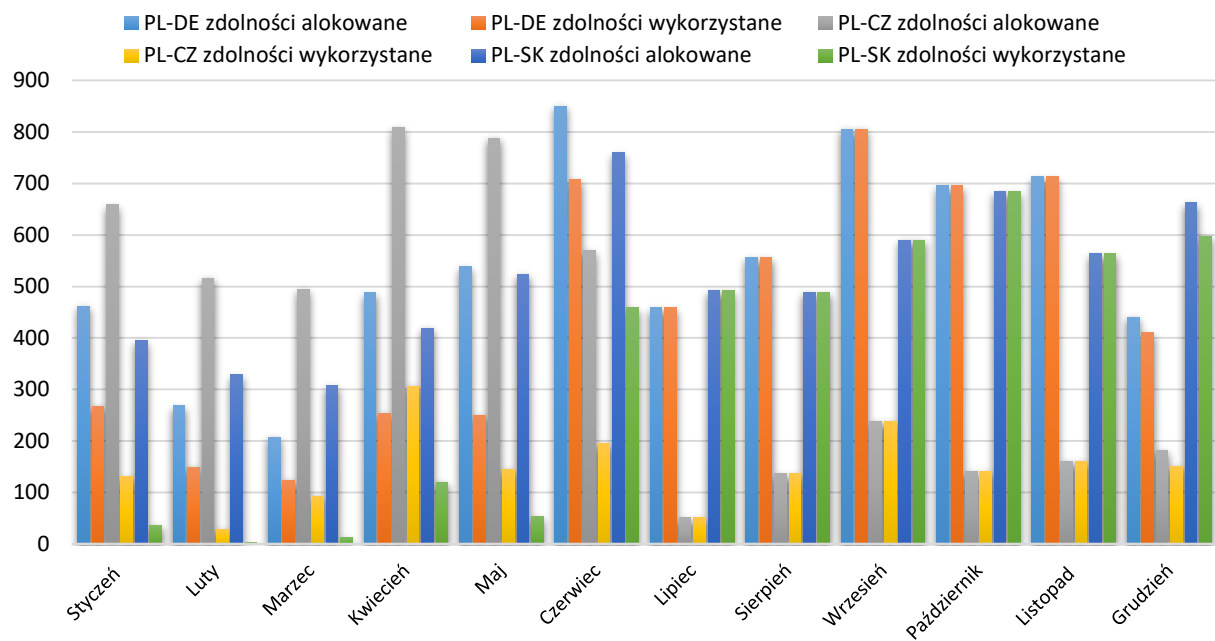
Zmiana zasad alokowania długoterminowych zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym nastąpiła na podstawie zasad alokacji dla horyzontu długoterminowego, zatwierdzonych decyzją ACER Nr 15/2021 z 29 listopada 2021 r. Skoordynowane przetargi są organizowane z wykorzystaniem dedykowanej platformy (tzw. Single Allocation Platform – SAP) obsługiwanej przez biuro aukcyjne JAO, którego udziałowcami są OSP (w tym PSE S.A.).

W dniu 18 czerwca 2021 r. (pierwszy dzień dostawy) uruchomiono przejściowy model łączenia rynków dnia następnego w Europie Środkowej (projekt DE-AT-PL-4M Market Coupling, dalej: „Interim MC”), w którym alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na rynku dnia następnego na połączeniach synchronicznych Polski odbywa się w ramach tego mechanizmu. Wdrożenie Interim MC umożliwiło połączenie rynków energii elektrycznej Polski i państw 4MMC (Czech, Słowacji, Węgier i Rumunii) z największym w Europie rynkiem MRC (Multi Regional Coupling), poprzez wprowadzenie alokacji zdolności przesyłowych typu *implicit* opartej na metodzie NTC (Net Transfer Capacities), na sześciu granicach (Polska-Niemcy, Polska-Czechy, Polska-Słowacja, Czechy-Niemcy, Czechy-Austria, Węgry-Niemcy).

W dniu 8 czerwca 2022 r. (pierwszy dzień dostawy – 9 czerwca 2022 r.) wdrożony został docelowy mechanizm alokacji zdolności przesyłowych dnia następnego w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych CORE, tj. projekt CORE Flow Based Market Coupling, który obejmuje wyznaczanie i alokację zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych KSE w oparciu o podejście flow-based, tj. metodę wyznaczania zdolności przesyłowych, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczynnikami rozptywu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci.

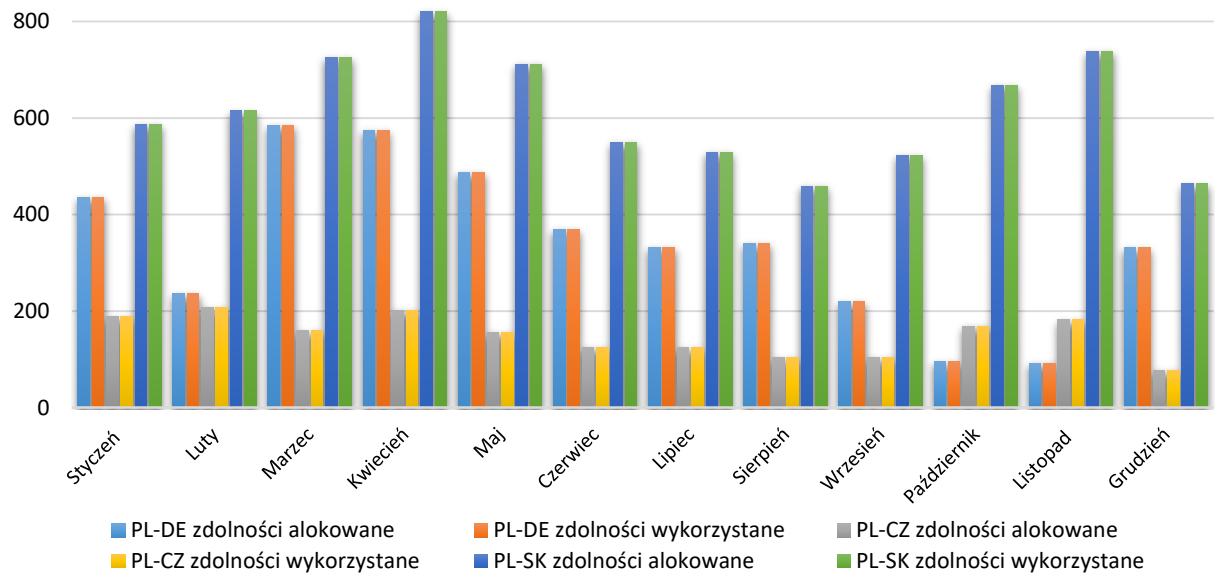
Poniżej przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych – odpowiednio w kierunku eksportu i importu w latach 2021–2022.

Rysunek 1. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2021 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



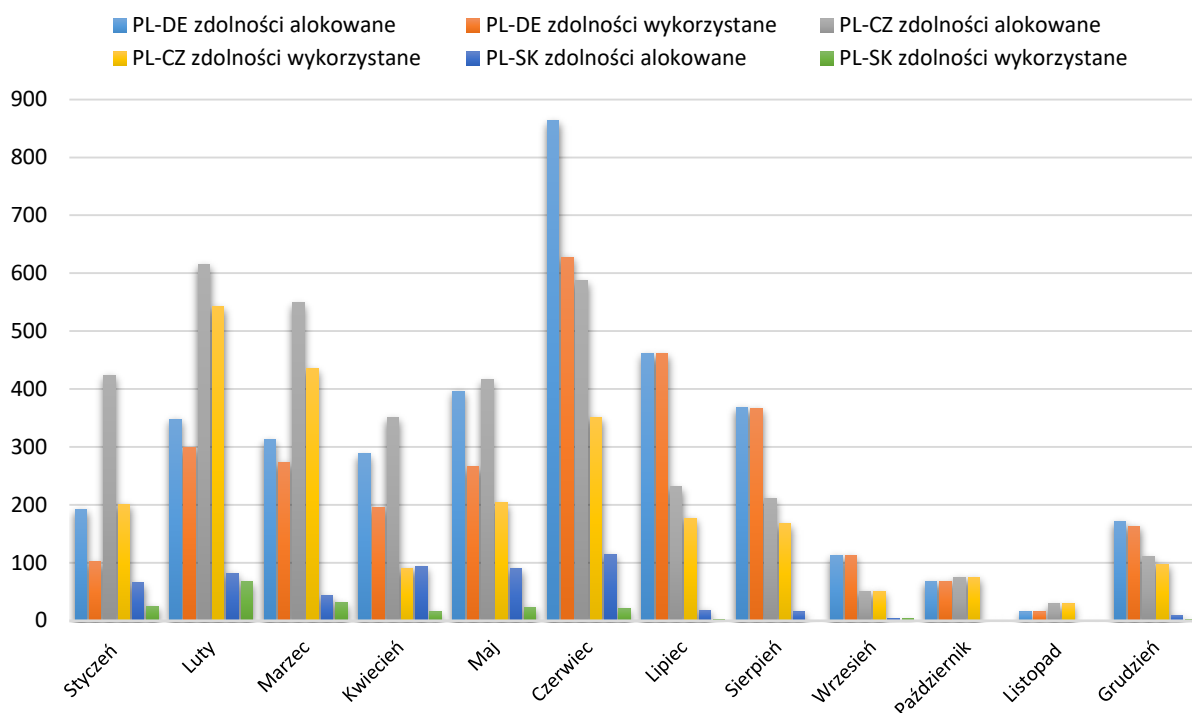
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 2. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2022 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



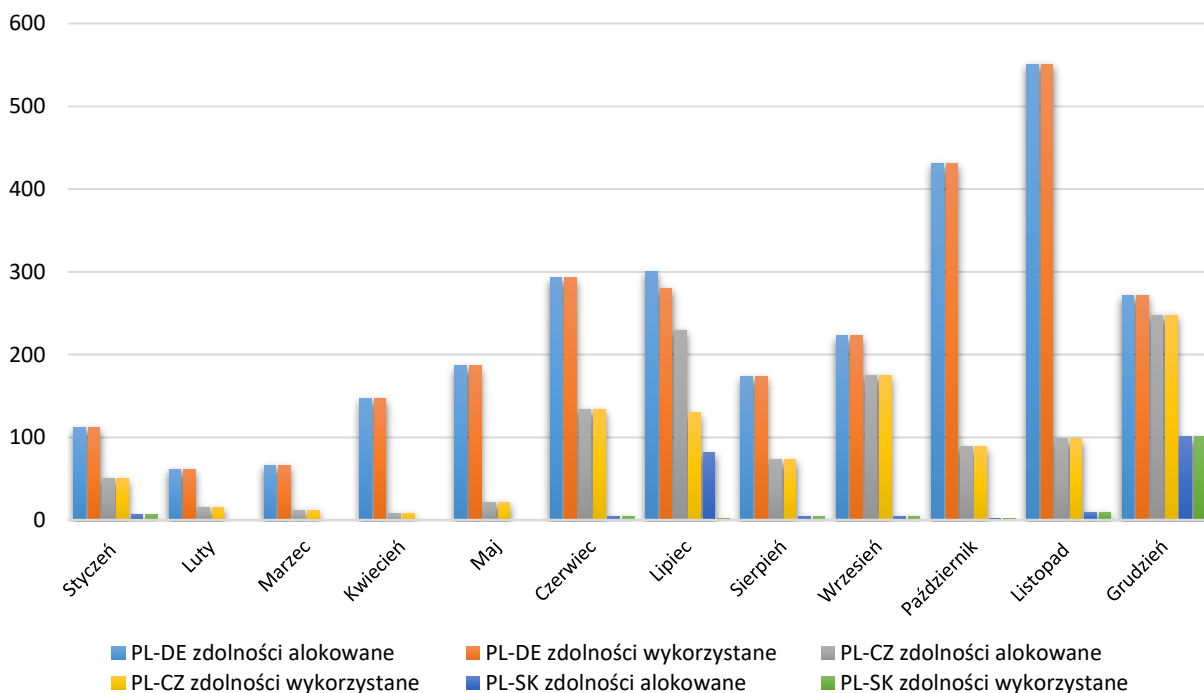
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 3. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2021 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 2022 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



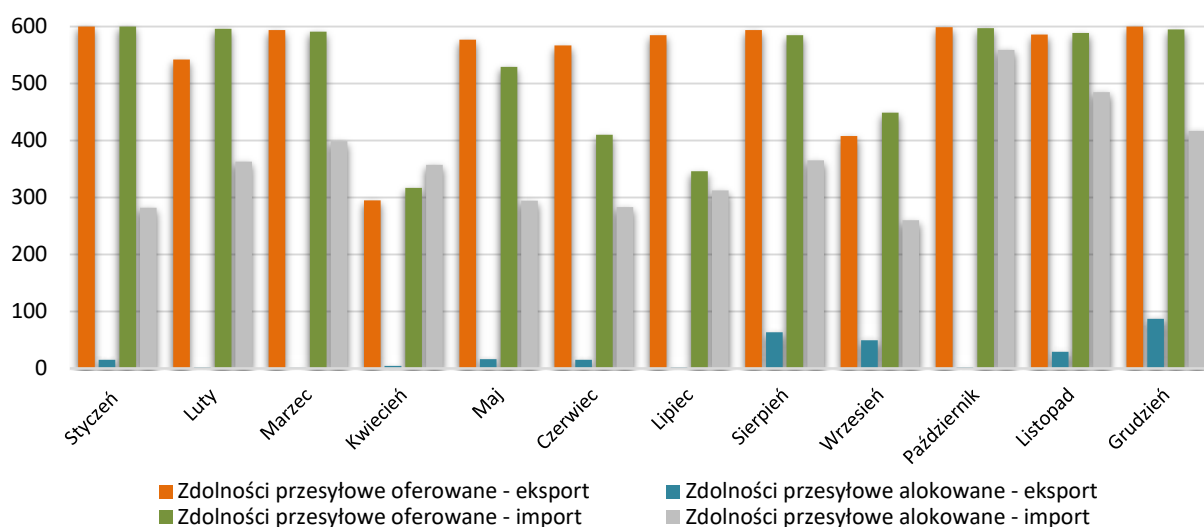
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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

Dla połączeń ze Szwecją i Litwą PSE S.A. wyznaczała wartości NTC dla eksportu i importu dla potrzeb aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego. Od początku 2021 r. alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych niesynchronicznych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa odbywała się poprzez mechanizm *market coupling* na rynku dnia następnego. Od 10 lutego 2021 r. uruchomione zostały aukcje w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego z udziałem wielu Nominowanych Operatorów Rynku Energii (NEMO) w Polsce, tzw. Multi-NEMO Arrangements.

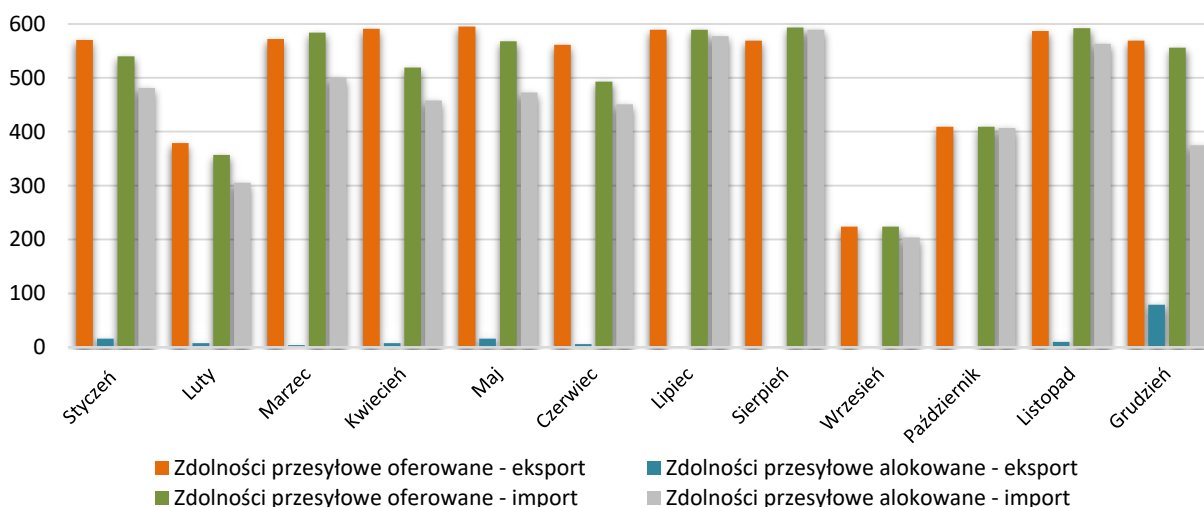
Poniżej przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w latach 2021–2022.

Rysunek 5. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2021 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



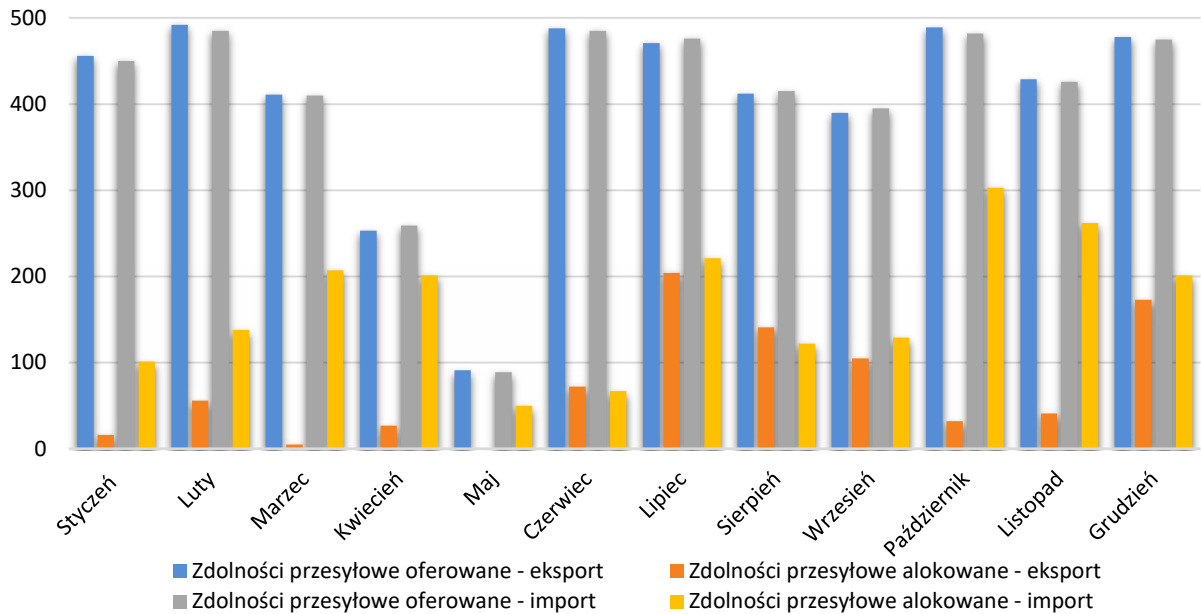
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 6. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2022 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



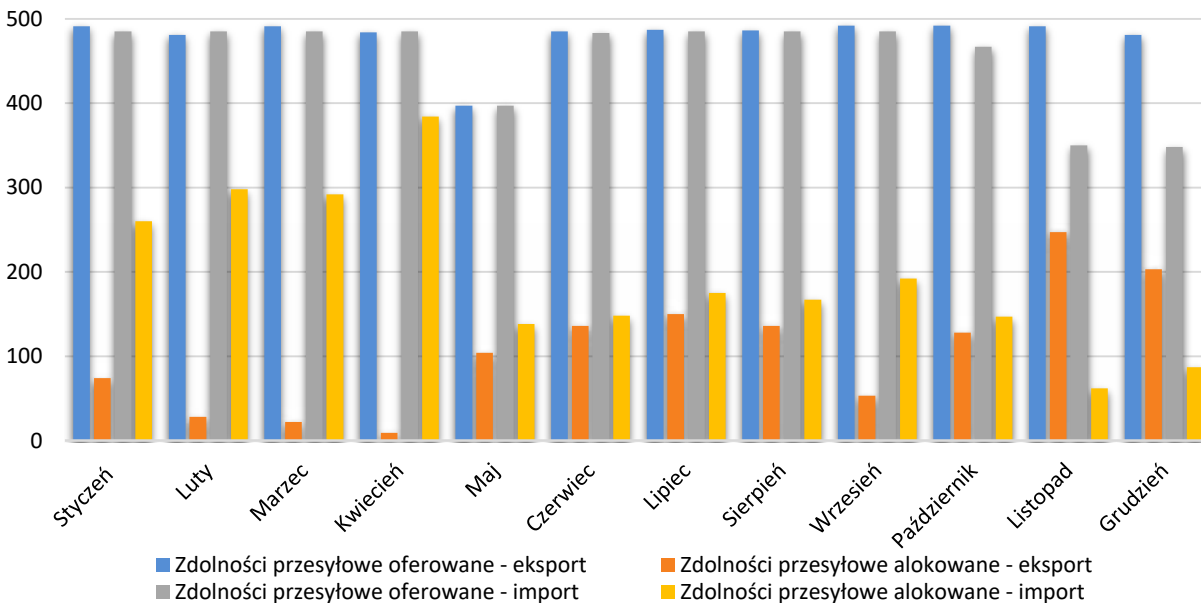
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 7. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2021 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 8. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2022 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

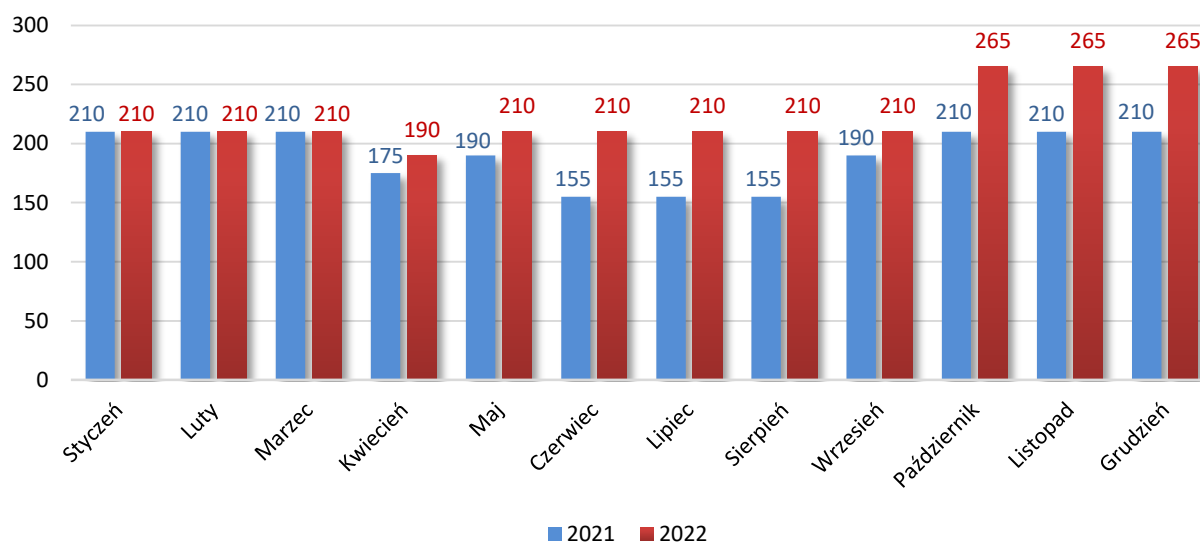
Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w latach 2021–2022 ceny energii elektrycznej były w większości czasu niższe na rynku skandynawskim, co w konsekwencji skutkowało w głównej mierze importem energii elektrycznej do Polski ze Szwecji, ograniczanym względami bezpieczeństwa KSE. Maksymalne oferowane zdolności przesyłowe na tej granicy wyniosły w 2021 r. 600 MW, a w 2022 r. 592 MW w kierunku importu i odpowiednio 600 MW oraz 595 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 492 MW zarówno w 2021 r., jak i w 2022 r., a w kierunku importu do Polski 485 MW w 2021 r. i 2022 r. Rysunki nie uwzględniają alokowanych zdolności przesyłowych dla celów tranzytu Szwecja-Litwa oraz Litwa-Szwecja w związku z tym, że od 10 lutego 2021 r. uruchomione zostały aukcje w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego z udziałem wielu wyznaczonych operatorów rynku energii (NEMO) w Polsce, co uniemożliwiło stosowanie dotychczasowych rozliczeń tych tranzytów jako wyodrębnionych z przepływów importowych/eksportowych.

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 w 2021 r. i 265 MW w 2022 r.

Rysunek 9. Zestawienie średnich oferowanych i zarezerwowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina w latach 2021–2022, kierunek import [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

1.1.2. Ocena kalkulacji mocy przesyłowych

W omawianym okresie 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 2021 r. *cross-border redispatchingu* wyniosła ok. 8,15 GWh,

natomiast w 2022 r. ok. 5,15 GWh. Od 9 czerwca 2022 r. zmienił się dobowy proces wyznaczania zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym. Zdolności wyznaczone są w procesie FBA, który jest wykonywany w oparciu o scentralizowany europejski model systemu przesyłowego z uwzględnieniem prognozowanego rozkładu generacji i odbiorów. Metoda ta uwzględnia użycie środków zaradczych celem osiągnięcia wymaganego poziomu wartości RAM.

Rozporządzenie 2019/943 nałożyło na OSP obowiązek osiągania minimalnej zdolności udostępnianych międzystrefowych zdolności przesyłowych na poziomie 70 proc. 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. Na 2021 r. oraz 2022 r. Prezes URE przyznał PSE S.A. takie odstępstwo¹⁾.

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 proc. zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943²⁾. OSP ma obowiązek dokonać, podczas wdrażania planu działania, oceny w odniesieniu do poprzednich 12 miesięcy, czy dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe osiągnęły trajektorię liniową określoną w planie działania i przedłożyć swoją ocenę ACER. Przed sporządzeniem sprawozdania w tym zakresie, OSP przedkłada swojemu organowi regulacyjnemu, w celu zatwierdzenia, swój wkład do tego sprawozdania. Prezes URE decyzją z 28 lipca 2022 r. zatwierdził wkład PSE S.A. do sprawozdania za 2021 r.³⁾

W latach 2021–2022, 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 – nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego (MRA). Skala redispatchingu dwustronnego w 2021 r. była znacząco niższa w stosunku do wolumenu z 2020 r., a w 2022 r. była niższa w stosunku do wolumenu z 2021 r.

1.1.3. Relacje pomiędzy zarządzaniem ograniczeniami a rynkiem hurtowym

W przypadku aukcji jawnych (w okresie ich funkcjonowania na połączeniach synchronicznych) 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 2021 r., jak i w 2022 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 wzajemnych niesynchronicznych SwePol Link oraz LitPol Link, alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w 2021 r. i 2022 r. była realizowana w kierunku eksportu oraz importu w oparciu o mechanizm łączenia rynków (ang. *market coupling*) na rynku dnia następnego,

¹⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9204,Decyzja-dotyczaca-przyznania-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-wdrozenia-minimalneg.html>

<https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9934,Decyzja-Prezesa-URE-dotyczaca-udzielenia-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-udostepn.html>

²⁾ Plan działania został opublikowany na stronie internetowej Ministerstwa Aktywów Państwowych: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/plan-dzialania-przyjety-przez-kse>

³⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/10454,Decyzja-zatwierdzajaca-wklad-operatora-systemu-przesylowego-Polskich-Sieci-Elekt.html>

w ramach dobowych aukcji typu *implicit* prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (NEMO). 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. Jest stosowany na połączeniach synchronicznych KSE od czerwca 2021 r.

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 europejskiego rynku dnia następnego („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 (WDB). 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 pomiędzy 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.

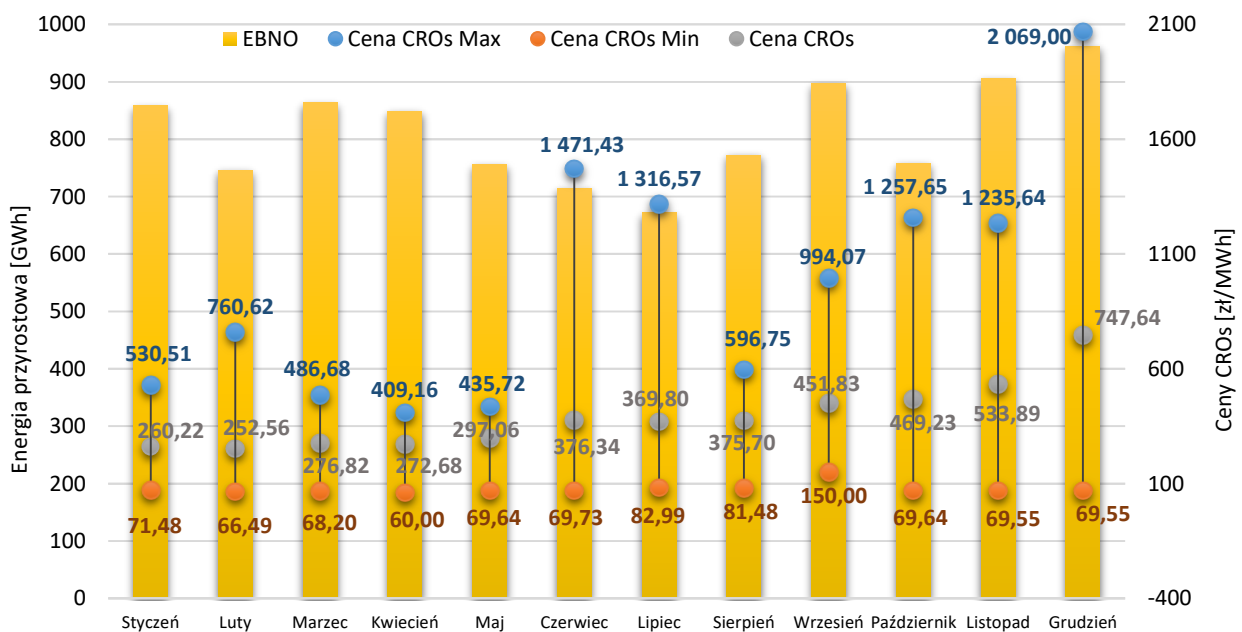
Z początkiem 2021 r. wdrożone zostały zmiany w zasadach funkcjonowania rynku bilansującego w ramach I etapu reformy tego rynku. Zmiany zostały wprowadzone do WDB i obejmowały m.in.: umożliwienie aktywnego udziału w Rynku Bilansującym (RB) zasobom innym niż Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), w tym stronie popytowej (DSR), wprowadzenie możliwości aktualizacji Ofert Bilansujących i Ofert Redukcji Obciążenia w ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB), uszczegółowienie zasad dokonywania zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii w trybie awaryjnym w ramach RBB oraz zasad dla zgłoszeń Grafików Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego, zmianę katalogu usług systemowych pozyskiwanych przez OSP (wycofano usługi: interwencyjna rezerwa zimna (IRZ), operacyjna rezerwa mocy (ORM), interwencyjna redukcja zapotrzebowania (IP-DSR), praca interwencyjna (PI) oraz dodano pracę kompensatorową, rozszerzono ARNE na inne jednostki niż JWCD, dodano usługę interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców), poprawienie zasad wyceny i rozliczeń generacji i redukcji wymuszonej na RB (nowe zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) i ceny rozliczeniowej wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO)), wprowadzenie rozwiązania ograniczającego arbitraż pomiędzy rynkiem dnia następnego i RB, dostosowanie procedury fakturowania i rozliczeń finansowych na wypadek wystąpienia ujemnych cen rozliczeniowych na RB, zmianę konwencji znaków na RB oraz dostosowanie zakresu informacji publikowanych przez OSP.

Na koniec 2021 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 126 podmiotów, w tym 25 wytwórców, 10 odbiorców końcowych, 11 odbiorców sieciowych, 71 przedsiębiorstw obrotu, 3 giełdy energii, 5 Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 49 operatorów rynku i dotyczyły 332 jednostek grafikowych.

Natomiast na koniec 2022 r. w procesach rynku bilansującego, uczestniczyło 138 podmiotów, w tym 26 wytwórców, 10 odbiorców końcowych, 11 odbiorców sieciowych, 82 przedsiębiorstwa obrotu, 3 giełdy energii, 5 Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 52 operatorów rynku i dotyczyły 350 jednostek grafikowych.

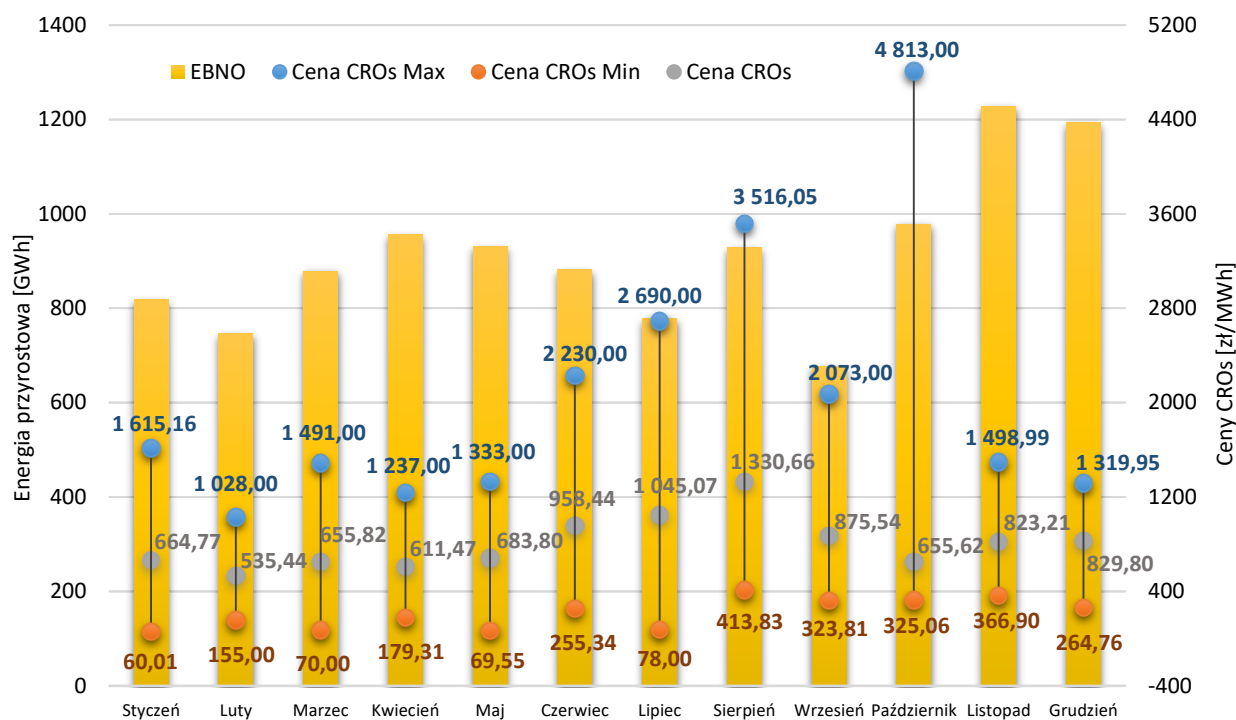
Informacje o wolumenie i cenach energii bilansującej na Rynku Bilansującym są jednym z obszarów podlegających monitorowaniu przez Prezesa URE. Dane te przedstawiają poniższe rysunki.

Rysunek 10. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2021 r.



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

Rysunek 11. Energia odebrana (EBNO) i ceny sprzedaży energii z rynku bilansującego (CROs) w 2022 r.



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

W 2021 r. wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 409,16 zł/MWh do 2 069,00 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej – od 60,00 zł/MWh do 150,00 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 252,56 zł/MWh do 747,64 zł/MWh.

Uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 18,93 TWh energii bilansującej (zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego, taka sama ilość energii bilansującej została odebrana przez uczestników rynku). Występowało przekontraktowanie uczestników rynku, przy czym wielkość przekontraktowania była niższa niż w 2020 r.

Natomiast w 2022 r. wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 1 028,00 zł/MWh do 4 813,00 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej – od 60,01 zł/MWh do 413,83 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 535,44 zł/MWh do 1 330,66 zł/MWh.

Reakcją na sytuację kryzysową na rynkach energetycznych była nowelizacja rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego⁴⁾, która wprowadziła przepisy zmieniające zasady składania ofert bilansujących, tak aby odzwierciedlały one poziom kosztów zmiennych. Od 1 października 2022 r. ceny w ofertach składanych na rynku bilansującym nie są wyższe niż maksymalna cena ofertowa.

Uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 18,21 TWh energii bilansującej (zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego, taka sama ilość energii bilansującej została odebrana przez uczestników rynku). W przeważającej liczbie godzin 2022 r. występowało niedokontraktowanie uczestników rynku (w odróżnieniu do 2021 r., w którym rynek był nieznacznie przekontraktowany).

Opisane powyżej wahania ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) na rynku bilansującym, występujące zarówno w 2021 r., jak i 2022 r., 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.

⁴⁾ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2022 r. poz. 2007).

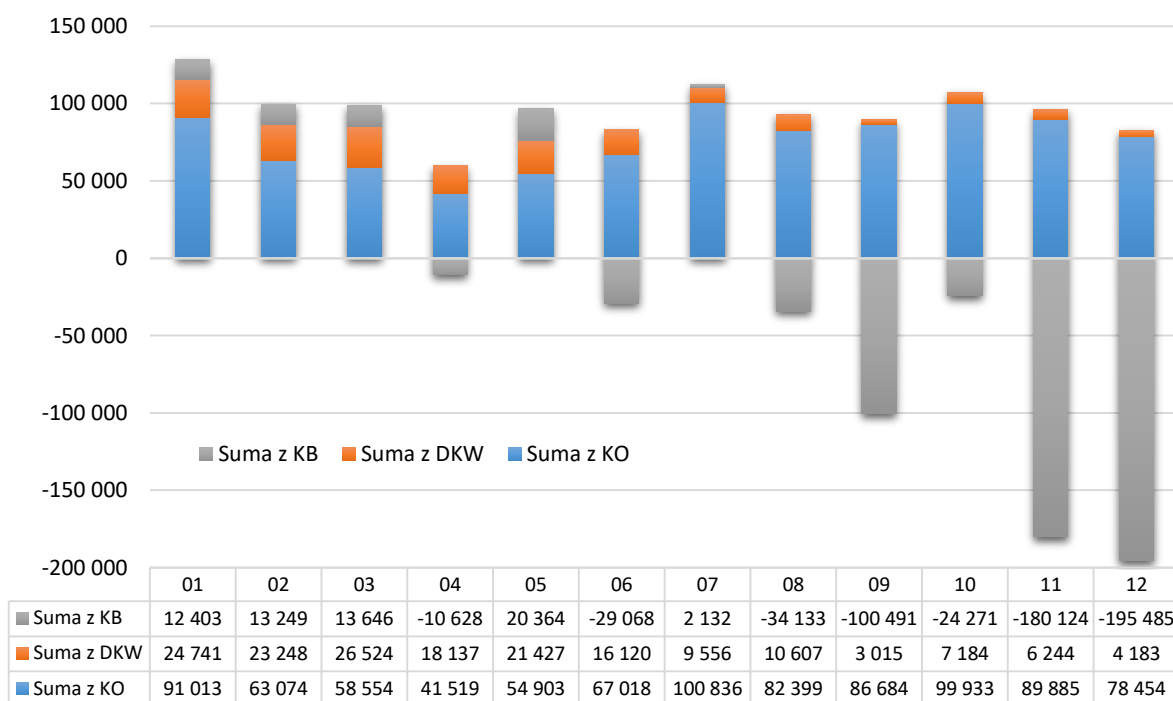
Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego, ilość energii dostarczonej na rynek bilansujący przez uczestników rynku jest taka sama jak ilość energii bilansującej odebranej przez uczestników rynku.

1.2.2. Zarządzanie ograniczeniami w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Sytuacja w zakresie możliwości zarządzania ograniczeniami w KSE w latach 2021–2022, 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 (*redispatching*) oraz wykorzystaniu ofert wytwórców z zastosowaniem swobodnych ofert bilansujących lub rozliczanych według ceny za generację wymuszoną (*counter trading*).

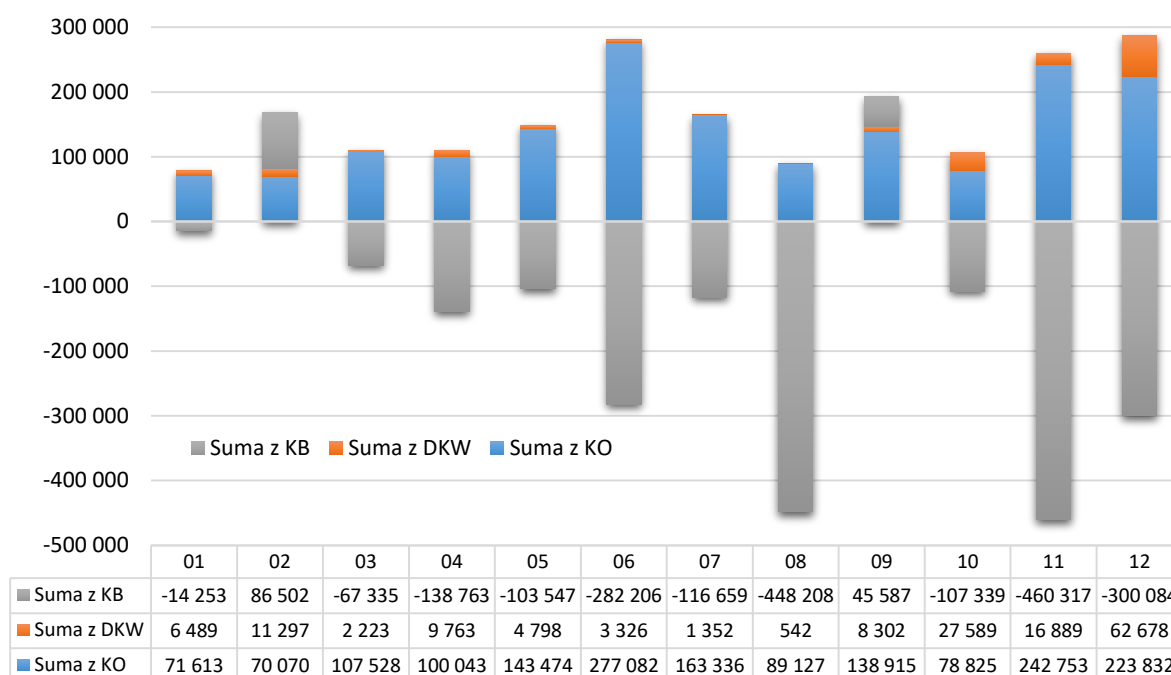
Kształtowanie się kosztów usuwania ograniczeń, jak również kosztów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych miesiącach 2021 r. oraz 2022 r. przedstawiono na poniższych rysunkach.

Rysunek 12. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2021 r. [tys. zł]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 13. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2022 r. [tys. zł]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W latach 2021–2022 koszty usuwania ograniczeń (KO) wyniosły odpowiednio 914,272 mln zł i 1 706,598 mln zł, natomiast koszty wynikające z realokacji Umów Sprzedaży Energii – USE (DKW) wyniosły odpowiednio 170,986 mln zł i 155,250 mln zł.

W 2021 r. koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wyniosły łącznie -512,405 mln zł⁵⁾ i w poszczególnych miesiącach 2021 r. wahały się w przedziale od -195 485 tys. zł do 20 364 tys. zł, przy czym graniczne wartości kosztów poniesionych przez OSP były w lipcu 2019 r. Występowało przekontraktowanie uczestników rynku, przy czym wielkość przekontraktowania była niższa niż w 2020 r. Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 41 519 tys. zł do 100 836 tys. zł oraz od 3 015 tys. zł do 26 524 tys. zł.

W 2022 r. koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wyniosły łącznie -1 906,621 mln zł⁸⁾ i w poszczególnych miesiącach 2022 r. wahały się w przedziale od -460,317 mln zł do 86,502 mln zł, przy czym w ciągu całego roku (wyjątek luty i wrzesień) koszty poniesione przez OSP były ujemne. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wyniosły łącznie -1 906,621 mln zł i wahały się w przedziale od -460,317 mln zł do 86,502 mln zł. Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW), zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 70,070 mln zł do 277,082 mln zł oraz od 0,542 mln zł do 62,678 mln zł.

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

W latach 2021–2022 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 jednostki URE, w szczególności:

⁵⁾ „-” oznacza przychody uzyskiwane na RB, tj. płatności od Uczestników Rynku Bilansującego.

- 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 – Prawo energetyczne, 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 zatwierdzanie 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 trakcie przeprowadzonego przez Prezesa URE badania terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

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.

W omawianym okresie OT URE otrzymały 10 775 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej, o łącznej mocy przyłączeniowej 65 657,4958 MW (tab. 1). Oznacza to ogromny, niemal dziewięciokrotny wzrost liczby odmów w porównaniu do okresu 2019–2020 (powiadomień było wtedy 1 209) przy jednoczesnym zwiększeniu łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia (było 5 667,739 MW). Tak zauważalna zmiana liczby odmów przyłączenia prowadzi do wniosku o potrzebie wprowadzenia szczegółowej regulacji sposobu ustalania istnienia warunków ekonomicznych i warunków technicznych w aktach wykonawczych do ustawy. Bowiem dotychczasowe zasady wynikające jedynie ze stanowiska Prezesa URE wydają się być niewystarczające, a taki stan rzeczy powoduje, że każdy operator stosuje własne założenia, narzędzia i wskaźniki do analiz, co nie sprzyja równoprawnemu traktowaniu odbiorców oraz utrudnia podmiotom ubiegającym się o przyłączenie i regulatorowi ich weryfikację i ocenę. Brak jasnych regulacji budzi też uzasadnione obawy inwestorów nad prawidłowością dokonanych ocen przez PSE S.A. i OSD.

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 dotyczących 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. W omawianym okresie Prezes URE wydał 78 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne w przedmiocie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, co stanowi zauważalny wzrost w stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego (w latach 2019–2020 wydano 14 takich decyzji). Statystykę w tej kwestii zaprezentowano w tab. 2.

Tabela 1. Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej w latach 2021–2022 w poszczególnych jednostkach organizacyjnych URE

OT URE	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych i technicznych [szt.]	Ogółem [szt.]	Brak warunków technicznych [MW]	Brak warunków ekonomicznych [MW]	Brak warunków ekonomicznych i technicznych [MW]	Ogółem [MW]
OT Gdańsk	1 648	9	133	1 790	10 644,3190	30,3200	1 816,6170	12 491,2560
OT Katowice	48	8	319	375	265,6872	12,3960	1 921,3693	2 199,4524
OT Kraków	38	74	361	473	65,1550	6,6300	1 683,1280	1 754,9130
OT Lublin	4	18	1 032	1 054	8,9865	44,4209	3 674,4603	3 727,8678
OT Łódź	654	17	1 287	1 958	3 296,1942	0,2050	3 467,9350	6 764,3342
OT Poznań	1 240	1	905	2 146	5 111,1760	8,000	5 825,151	10 944,3270
OT Szczecin	1 468	2	269	1 739	14 011,7820	1,9900	2 829,5760	16 843,3480
OT Wrocław	614	1	625	1 240	1 506,9717	2,2000	9 422,8256	10 931,9973
OGÓŁEM	5 714	130	4 931	10 775	34 910,2720	106,1619	30 641,0623	65 657,4958

Źródło: URE.

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 jednostkach URE w latach 2021–2022

OT URE	Wydane decyzje [szt.]	Moc przyłączeniowa obiektów, którym odmówiono przyłączenia [MW]	Łączna liczba wydanych decyzji dot. OZE [szt.]	Moc przyłączeniowa OZE [MW]
OT Gdańsk	19	90,10334	16	63,06084
OT Katowice	2	0,01950	0	0,00000
OT Kraków	8	0,11600	0	0,00000
OT Lublin	16	20,35846	13	20,28946
OT Łódź	6	19,29100	0	0,00000
OT Poznań	5	260,89997	3	158,14970
OT Szczecin	14	40,98732	14	40,98732
OT Wrocław	8	192,62530	6	112,59230
OGÓŁEM	78	624,40089	52	395,07962

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 OT URE łącznie 1 465, z czego 615 związanych było z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej, 326 z parametrami dostarczanej energii elektrycznej, natomiast 524 były to zgłoszenia pochodzące od prosumentów (tab. 3). Należy zaznaczyć, że duży wzrost skarg odbiorców w powyższym zakresie, w porównaniu do skarg dotyczących przyłączeń do sieci elektroenergetycznej oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej składanych w latach 2019–2020, dodatkowo spotęgowany został liczbą zgłoszeń prosumenckich, które nasiliły się w okresie sprawozdawczym. Bez wątplenia jest to związane ze skokowym zwiększeniem liczby prosumentów, w tak krótkim czasie, a tym samym znaczącym oddziaływaniem na sieci OSD.

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 energii elektrycznej w latach 2021–2022 w poszczególnych OT URE

OT URE	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.]	Skargi lub wnioski prosumentów w zakresie związanym z parametrami energii elektrycznej w sieci OSD wstrzymującymi pracę mikroinstalacji [szt.]	Ogółem [szt.]
OT Gdańsk	74	11	11	96
OT Katowice	7	17	54	78
OT Kraków	30	50	157	237
OT Lublin	138	56	85	279
OT Łódź	206	147	91	444
OT Poznań	30	24	63	117
OT Szczecin	54	4	4	62
OT Wrocław	76	17	59	152
OGÓŁEM	615	326	524	1 465

Źródło: URE.

Poniżej przedstawiono cząstkowe sprawozdania poszczególnych jednostek organizacyjnych URE, które w latach 2021–2022 na bieżąco monitorowały funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji.

W 2021 r. do **OT Gdańsk** (obejmuje woj. pomorskie i warmińsko-mazurskie) przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 599 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy 3 350,36 MW, natomiast w 2022 r. wpłynęło 1 191 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy 9 140,896 MW. Głównym powodem odmów był brak istnienia warunków technicznych – 1 648 przypadków, natomiast w 133 przypadkach, jako powód odmowy, wskazano brak istnienia warunków ekonomicznych i technicznych. Tylko w 9 przypadkach przyczyną odmowy był brak istnienia warunków ekonomicznych. W 1 746 przypadkach odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dotyczyły odnawialnych źródeł energii, w tym farm wiatrowych, farm fotowoltaicznych, biogazowni oraz magazynów energii o łącznej mocy 11 484,979 MW. Głównymi powodami odmów przyłączenia ww. źródeł było m.in. niespełnienie kryteriów IRiESD. Przedsiębiorstwa energetyczne wskazywały również na brak bezpieczeństwa sieci 110 kV, a także brak możliwości rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej. W ramach przeprowadzonego monitoringu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wśród OSD mających siedzibę na terenie województw pomorskiego oraz warmińsko-mazurskiego i prowadzących działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej na określonych szczegółowo obszarach na terenie całego kraju, ustalono, że w 2021 r. na podstawie zgłoszeń przyłączonych zostało 77 064 mikroinstalacji, natomiast w 2022 r. – 63 913 mikroinstalacji.

W omawianym okresie w OT Gdańsk wydanych zostało 19 decyzji administracyjnych w sprawach odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, przy czym aż 16 decyzji dotyczyło odnawialnych źródeł energii (ok. 84 proc.). Spory w tym zakresie związane były ze

stwierdzanym przez przedsiębiorstwa energetyczne brakiem istnienia w szczególności technicznych warunków przyłączenia.

W ramach prowadzonych postępowań oddział terenowy dokonywał weryfikacji ww. ustaleń przedsiębiorstw energetycznych i wydawał decyzje administracyjne rozstrzygające merytorycznie zaistniałe spory; nie odnotowano przy tym zawarcia ugód administracyjnych. Na osobną uwagę zasługuje fakt, że spory dotyczące odnawialnych źródeł energii dotyczyły mocy przyłączeniowej wynoszącej aż 63,06084 MW, co stanowiło większość z ogółu mocy przyłączeniowej objętych w oddziale postępowaniami spornymi w okresie objętym sprawozdaniem (90,10334 MW ogółem).

Ponadto, do OT Gdańsk wpłynęło łącznie 85 skarg dotyczących przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz parametrów dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców (odpowiednio: 74 skargi oraz 11 skarg). Skargi w zakresie przyłączeń dotyczyły zarówno kwestii braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci, a także kwestii wykonania zawartych już umów o przyłączenie do sieci. W skargach dotyczących parametrów dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców 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, w tym także prosumentów (w szczególności fotowoltaika). Z drugiej zaś strony, zgłaszane były też problemy z parametrami energii elektrycznej w sieci OSD, wstrzymującymi pracę mikroinstalacji (w omawianym okresie 11 takich skarg).

W latach 2021–2022 OT Gdańsk przeprowadził łącznie 21 monitoringów wobec swoich OSD w przedmiocie wypełniania obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne. W wyniku przeprowadzonych działań monitorujących oraz stwierdzonych nieprawidłowości wszczęto 2 postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Jedno z nich zakończyło się w 2021 r. decyzją o odstąpieniu od wymierzenia kary, drugie postępowanie jest w toku.

OT Katowice (obejmuje woj. śląskie i świętokrzyskie) otrzymał łącznie 375 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 2 199,452 MW. Dla porównania, w okresie 2019–2020 oddział 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 drastyczny wzrost odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Powodem odmów był głównie brak warunków technicznych.

W omawianym okresie rozstrzygnięto 2 spory w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W jednym przypadku orzeczono, że na OSD nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, albowiem podmiot ten już uprzednio był do niej przyłączony. W drugim przypadku umorzono postępowanie administracyjne, ponieważ przedsiębiorstwo energetyczne zawarło z podmiotem wnioskującym o przyłączenie do sieci umowę przyłączeniową.

W latach 2021–2022 przeprowadzono łącznie 79 postępowań wyjaśniających w zakresie monitorowania obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne. W okresie tym nie prowadzono postępowań administracyjnych w sprawie wymierzania kary pieniężnej, o której mowa w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne.

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 wystąpień poruszających różnorodną problematykę elektroenergetyczną, wyodrębniono 7 przypadków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej, w szczególności w przedmiocie opóźnień w realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej oraz 17 przypadków związanych z parametrami dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców (innych niż w zakresie związanym z parametrami energii elektrycznej w sieci OSD wstrzymującymi pracę mikroinstalacji), głównie w przedmiocie spadków napięć, przekroczenia dopuszczalnej wartości wskaźnika długookresowego migotania światła czy też krótkotrwałych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (mikroprzerwy, zapady napięcia).

W badanym okresie lawinowo wpływały skargi i zapytania prosumentów w zakresie związanym z niedochowaniem parametrów jakościowych energii elektrycznej w sieci OSD powodującym wstrzymanie pracy mikroinstalacji. Wystąpienia te mają charakter cykliczny – nasilają się w porach, kiedy słońce operuje najmocniej: oddziaływanie mikroinstalacji na sieć elektroenergetyczną, do której zostały przyłączone, jest wówczas największe.

Do **OT Kraków** (obejmuje woj. małopolskie i podkarpackie) przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 473 powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 1 754,91 MW. Powodem odmów w 38 przypadkach był brak warunków technicznych, w 74 przypadkach brak warunków ekonomicznych, a w 361 przypadkach odmowa wydania warunków przyłączenia była spowodowana brakiem warunków zarówno technicznych, jak i ekonomicznych. W aspekcie zapotrzebowania na moc przyłączeniową daje się zauważyć, że aż 93 proc. tego zapotrzebowania dotyczy obiektów z odnawialnych źródeł (elektrownie fotowoltaiczne, elektrownie wiatrowe, magazyny energii), a jedynie nieco ponad 6,5 proc. zapotrzebowania na moc (116 MW) dotyczy przyłączenia obiektów indywidualnego odbiorcy. Porównując natomiast liczbę odmów dotyczących źródeł odnawialnych i przyłączanych nowych obiektów, ok. 62 proc. odmów dotyczy źródeł odnawialnych.

W tym samym okresie rozstrzygnięto 8 sporów w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, z czego w 1 przypadku poprzez orzeczenie spornych zapisów umowy, a w 7 przypadkach wydano decyzję o braku publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

Spośród skarg i wniosków, które wpłynęły do OT Kraków w latach 2021–2022, w 30 przypadkach były to sprawy z zakresu związanego z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej, w szczególności opóźnień w realizacji umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, natomiast 207 skarg odnosiło się do parametrów dostarczanej energii elektrycznej – problemów spadków napięć, migotania, mikroprzerwy w zasilaniu, czy też działania fotowoltaiki. Należy w tym miejscu wskazać, że w większości przypadków doszło do nieprawidłowości po stronie odbiorców, którzy mieli źle ustawione parametry inwertera, co powodowało wprowadzanie zakłóceń do sieci. OSD podejmował działania zmierzające do usunięcia zaistniałych zakłóceń.

W oddziale przeprowadzono łącznie 39 postępowań wyjaśniających w zakresie monitorowania obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne. Jednocześnie było prowadzone jedno postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne. Przedmiotowe postępowanie jest nadal w toku.

Do **OT Lublin** (obejmuje woj. lubelskie i podlaskie) wpłynęły 1 054 odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy 3 727,8678 MW. W przeważającej mierze odmowy te podyktowane były łącznym brakiem warunków technicznych i ekonomicznych, o których mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (1 032). W stosunku do poprzedniego okresu sprawozdawczego nastąpił wzrost odmów odnoszących się do źródeł fotowoltaicznych oraz pojawiły się przypadki odmów przyłączenia do sieci magazynów energii elektrycznej.

Ustalono ponadto, że PGE Dystrybucja S.A. zgłosiła w 2021 r. 1 272 odmowy zawarcia umów o przyłączenie, zaś w 2022 r. – 1 805 odmów. Powyższe dotyczy całości obszaru działania tego operatora i odmów objętych powiadomieniami kierowanymi do poszczególnych OT URE według właściwości miejscowej.

W latach 2021–2022 w OT Lublin wydano 16 decyzji administracyjnych dotyczących rozstrzygnięcia sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w przedmiocie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W przeważającej mierze były to sprawy związane z odmową zawarcia umów o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnych źródeł energii (w szczególności źródeł fotowoltaicznych). Odmowy zawarcia umów, o których mowa wyżej, podyktowane były brakiem warunków technicznych (głównie wobec niespełnienia kryterium zapasu mocy w węzle WN/SN oraz kryterium dopuszczalnych zmian napięcia). OSD podają także jako przyczynę odmów – niespełnienie

warunków ekonomicznych przyłączenia wynikających z nieujęcia danych inwestycji w planach rozwoju i brak nakładów przewidzianych na realizację tych inwestycji.

W analizowanym okresie wpłynęło do oddziału 138 skarg związanych z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej odnoszących się głównie do terminu realizacji przyłączenia, sposobu realizacji inwestycji przyłączeniowej (przebieg przyłącza, lokalizacja układu pomiarowo-rozliczeniowego), kalkulacji opłaty za przyłączenie, czy odnoszących się do szeroko ujętych kwestii odnoszących się do przyłączania mikroinstalacji. W następstwie wnoszonych skarg, oddział kierował w indywidualnych sprawach do OSD wezwania do przedstawienia wyjaśnień odnoszących się do treści składanych w tym zakresie skarg. W wielu przypadkach miało to wpływ na interesy odbiorców, głównie w zakresie terminu realizacji umowy przyłączeniowej (wykonanie przyłącza).

Dodatkowo, mając na uwadze art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne, który wskazuje ustawowe terminy na wydanie warunków przyłączenia oraz art. 56 ust. 1 pkt 18 tej ustawy, który przewiduje nakładanie kar pieniężnych w przypadku zaistnienia w tym zakresie zwłoki – OT Lublin przeprowadził w latach 2021–2022 monitoring terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej przez OSD, w tym PGE Dystrybucja S.A. (w odniesieniu do całego obszaru działania) oraz 5 innych OSD. W wyniku przeprowadzonych działań monitorujących, nie stwierdzono nieprawidłowości skutkujących wszczęciem postępowania o wymierzenie kary pieniężnej.

W **OT Łódź** (obejmuje woj. łódzkie i mazowieckie) monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji realizowane było również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie 444 skargi i wnioski, jakie wpłynęły do oddziału, związane były z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej, parametrami dostarczanej energii elektrycznej oraz problemami z wysokim napięciem w sieci powodującym wstrzymanie pracy mikroinstalacji. Większość skarg związanych z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej dotyczyło braku realizacji przez przedsiębiorstwo energetyczne przyłączenia w terminie określonym w umowie przyłączeniowej. Problemem narastającym w zakresie związanym z parametrami energii elektrycznej w sieci OSD wstrzymującymi pracę mikroinstalacji, okazał się wzrost napięcia w sieci powodujący czasowe wyłączenie się mikroinstalacji u odbiorców spowodowany stanem sieci oraz wzrostem liczby przyłączanych instalacji fotowoltaicznych.

W omawianym okresie otrzymano 1 958 informacji o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (ponad 44-krotny wzrost w stosunku do poprzedniego okresu). Powodem wydanych odmów były w większości łącznie występujące przyczyny ekonomiczne i techniczne.

Po przeprowadzeniu wnikliwej analizy odmów wydania technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci oraz skarg odbiorców, oddział podejmował decyzje odnośnie dalszego prowadzenia postępowania, natomiast na wnioski odbiorców dotyczące odmów przyłączenia do sieci, prowadzone były postępowania administracyjne.

W 2021 r. wydano 4 decyzje orzekające zawarcie umów przyłączenia do sieci, w 1 przypadku wydano decyzję umarzającą postępowanie. Dodatkowo w 1 przypadku wydano decyzję stwierdzającą występowanie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

W 2022 r. wszczęto 122 postępowania wyjaśniające w ramach monitorowania realizacji obowiązku terminowego wydawania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków przyłączenia za lata 2019–2021.

Na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne, w 2021 r. wydano 2 decyzje o nałożeniu kary, dotyczące uchybień w zakresie terminowego wydawania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków przyłączenia, które miały miejsce w 2018 r., ponadto jedno z postępowań zakończyło się w 2021 r. wydaniem decyzji o umorzeniu postępowania, a jedno postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary. W 2022 r. została wydana 1 decyzja nakładająca karę w takim samym zakresie jak w 2021 r.

W 2021 r. OT Łódź przeprowadził monitoring OSD mających siedzibę na terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego posiadających koncesje na dystrybucję energii elektrycznej, w zakresie prowadzonej przez nich w 2020 r. działalności gospodarczej polegającej na dystrybucji energii elektrycznej oraz wykonywanych zadań OSD. Monitoringiem objęto łącznie 40 OSD, z których jeden prowadzi działalność

na terenie całego kraju (PKP ENERGETYKA S.A.), jeden – na terenie Warszawy (Stoen Operator Sp. z o.o.), zaś pozostałe 38 – na określonych szczegółowo obszarach na terenie całego kraju.

Z informacji zgromadzonych w ramach tego monitoringu wynika, że:

- do PKP ENERGETYKA S.A. wpłynęły 2 204 wnioski o przyłączenie do sieci (z czego w 2 097 przypadkach zostały wydane warunki przyłączenia) oraz zostało złożonych łącznie 120 zgłoszeń oraz wniosków o przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji,
- do Stoen Operator Sp. z o.o. wpłynęły 6 694 wnioski o przyłączenie do sieci (z czego w 6 383 przypadkach zostały wydane warunki przyłączenia) oraz złożono łącznie 3 066 zgłoszeń oraz wniosków o przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji,
- do pozostałych 38 OSD wpłynęło łącznie 386 wniosków o wydanie warunków przyłączenia do sieci eksploatowanych przez tych operatorów (w 383 przypadkach zostały wydane warunki przyłączenia) oraz złożono 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.

W 2022 r. oddział przeprowadził podobny monitoring OSD, ale dotyczący 2021 r. Monitoringiem objęto 42 OSD, z których jeden prowadzi działalność na terenie całego kraju (PKP ENERGETYKA S.A.), jeden – na terenie Warszawy (Stoen Operator Sp. z o.o.), zaś pozostałe 40 OSD prowadzą działalność na określonych szczegółowo obszarach na terenie całego kraju.

Z informacji zgromadzonych w ramach tego monitoringu wynika, że:

- do PKP ENERGETYKA S.A. wpłynęły 2 448 wnioski o przyłączenie do sieci (z czego w 2 274 przypadkach zostały wydane warunki przyłączenia) oraz złożono łącznie 234 zgłoszenia oraz wnioski o przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji,
- do Stoen Operator Sp. z o.o. wpłynęło 8 212 wniosków o przyłączenie do sieci (z czego w 7 891 przypadkach zostały wydane warunki przyłączenia) oraz złożono łącznie 4 871 zgłoszeń oraz wniosków o przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji,
- do pozostałych 40 OSD wpłynęło łącznie 640 wniosków o wydanie warunków przyłączenia do sieci eksploatowanych przez tych operatorów (w 625 przypadkach zostały wydane warunki przyłączenia) oraz złożono łącznie 477 (w tym 437 wniosków do Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.) zgłoszeń oraz wniosków o przyłączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji (w 7 przypadkach nie przyłączono mikroinstalacji); tutaj również niewielka liczba wniosków o przyłączenie do sieci złożonych do operatorów wynika z faktu, że prowadzą oni działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej na ograniczonych obszarach, np. galeriach handlowych czy też obszarach przemysłowych.

Z analizy informacji zebranych w ramach prowadzonych monitoringów w latach 2021–2022 wynika, że przedsiębiorstwa wywiązały się co do zasady z obowiązków określonych w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne i zawiadamiły Prezesa URE o odmowie wydania warunków o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Natomiast w ramach stwierdzonych nieprawidłowości, prowadzone były postępowania wyjaśniające.

Dodatkowo należy wskazać, że w 2022 r. wszczęto monitoringi za lata 2019–2021 OSD mających siedzibę na terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego posiadających koncesje na dystrybucję energii elektrycznej, w zakresie terminowości wydawania przez nich warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.

OT Poznań (obejmuje woj. wielkopolskie i kujawsko-pomorskie) w 2021 r. zanotował wpływ 702 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W 527 przypadkach, jako przyczynę odmowy przyłączenia do sieci, przedsiębiorstwa energetyczne wskazały brak istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci (łączna moc 2 188,985 MW), w 175 przypadkach (łączna moc 1 741,714 MW) – oprócz braku istnienia warunków technicznych, wskazały także brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci. W podziale na rodzaje źródeł, powiadomienia dotyczyły:

- farm wiatrowych: 10 szt. o łącznej mocy 388,030 MW,
- farm fotowoltaicznych: 648 szt. o łącznej mocy 2 649,945 MW,
- biogazowni: 1 szt. o łącznej mocy 1,000 MW,
- gazowni i kogeneracji: 2 szt. o łącznej mocy 120,999 MW,
- obiektów odbiorców: 4 szt. o łącznej mocy 180,340 MW,
- magazynów: 37 szt. o łącznej mocy 590,385 MW.

Natomiast w 2022 r. do oddziału wpłynęły łącznie 1 444 powiadomienia o odmowie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W 713 przypadkach, jako przyczynę odmowy, przedsiębiorstwa wskazały brak istnienia warunków technicznych przyłączenia do sieci (łączna moc 2 922,191 MW), w 1 – brak istnienia warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci (łączna moc 8,000 MW), w 730 (łączna moc 4 083,437 MW) – brak zarówno warunków technicznych, jak i ekonomicznych przyłączenia do sieci. W podziale na rodzaje źródeł, powiadomienia dotyczyły:

- farm wiatrowych: 27 szt. o łącznej mocy 834,257 MW,
- farm fotowoltaicznych: 1 319 szt. o łącznej mocy 4 620,685 MW,
- biogazowni: 5 szt. o łącznej mocy 2,033 MW,
- gazowni i kogeneracji: 1 szt. o łącznej mocy 0,866 MW,
- obiektów odbiorców: 9 szt. o łącznej mocy 130,250 MW,
- magazynów: 81 szt. o łącznej mocy 1 424,741 MW,
- elektrowni wodnych: 2 szt. o łącznej mocy 0,796 MW.

OT Poznań przeprowadził także monitoring liczby wydanych odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w latach 2021–2022 w stosunku do ENEA Operator Sp. z o.o., dla całego obszaru działalności tej spółki. Do monitorowanego OSD złożono:

- w 2021 r. – 74 719 wniosków o określenie warunków przyłączenia. OSD wydał odmowę przyłączenia w 1 przypadku dla odbiorcy, którego obiekt zakwalifikowano do V grupy przyłączeniowej. Odmowa dotyczyła obszaru, gdzie istnieje brak warunków technicznych (sąsiedztwo rezerwatu przyrody). Ponadto OSD odmówił przyłączenia ok. 800 odnawialnych źródeł energii elektrycznej. Odmowy wydano z powodu braku warunków technicznych i ekonomicznych, w tym także na podstawie art. 7 ust. 8d¹¹ ustawy – Prawo energetyczne. Do OSD wpłynęły: 56 464 zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji oraz 338 wniosków o przyłączenie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej. OSD nie odmówił przyłączenia mikroinstalacji na zgłoszenie oraz nie odmówił zawarcia umowy o przyłączenie dla mikroinstalacji,
- w 2022 r. – 64 887 wniosków o określenie warunków przyłączenia. OSD wydał odmowę przyłączenia w 7 przypadkach dla obiektu odbiorcy. Ponadto odmówił przyłączenia prawie 1 800 odnawialnych źródeł energii elektrycznej. Odmowy wydano z powodu braku warunków technicznych i ekonomicznych. Do OSD wpłynęło 46 149 zgłoszeń przyłączenia mikroinstalacji oraz 350 wniosków o przyłączenie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej. OSD nie odmówił przyłączenia mikroinstalacji na zgłoszenie oraz nie odmówił zawarcia umowy o przyłączenie dla mikroinstalacji. Przedsiębiorstwo sukcesywnie i na bieżąco przesyła powiadomienia o wydawanych odmowach przyłączenia do sieci.

Wszystkie wpływające powiadomienia 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 latach 2021–2022 OT Poznań wydał 5 decyzji dotyczących rozstrzygnięcia sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W 1 przypadku orzeczono

zawarcie umowy o przyłączenie do sieci, w 4 pozostałych – brak obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci przez przedsiębiorstwo energetyczne.

W zakresie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych, w 30 przypadkach skargi i wnioski dotyczyły m.in. realizacji zawartych umów o przyłączenie do sieci, opłaty przyłączeniowej i odmowy przyłączenia do sieci.

OT Szczecin (obejmuje woj. zachodniopomorskie i lubuskie) z terenu swej właściwości w 2021 r. otrzymał łącznie 432 powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej, o łącznej mocy przyłączeniowej 2 186,57 MW. Z czego na woj. zachodniopomorskie przypada 289 odmów o łącznej mocy przyłączeniowej 1 621,17 MW, a na woj. lubuskie – 143 odmowy o łącznej mocy przyłączeniowej 565,4 MW. Jest to blisko siedmiokrotny wzrost liczby odmów w porównaniu do 2020 r. (powiadomień było 64), przy jednoczesnym wzroście łącznej wielkości mocy obiektów zgłoszonych do przyłączenia w stosunku do wykazanych w poprzednim raportowanym okresie.

Z kolei w 2022 r. liczba otrzymanych powiadomień wyniosła 1 307 o łącznej mocy przyłączeniowej 14 656,78 MW. Z czego na woj. zachodniopomorskie przypadają 793 odmowy o łącznej mocy przyłączeniowej 8 886,07 MW, a na woj. lubuskie – 514 odmów o łącznej mocy przyłączeniowej 5 770,71 MW. Oznacza to wzrost liczby odmów w porównaniu do 2021 r. o ponad 200 proc., przy wzroście aż o 570 proc. łącznej wielkości mocy zainstalowanej obiektów zgłoszonych do przyłączenia w stosunku do wykazanych w poprzednim raportowanym okresie.

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.

Z porównania otrzymanych w **OT Wrocław** (obejmuje woj. dolnośląskie i opolskie) powiadomień w latach 2021–2022 do powiadomień z lat 2019–2020 wynika, że liczba wydanych odmów przyłączenia do sieci wzrasta lawinowo (wzrost 45-krotny). Główną przyczyną odmów są niespełnione warunki techniczne i/lub powiązane z nimi kwestie ekonomiczne. Przedsiębiorstwa argumentują swoje decyzje nieprzystosowaną infrastrukturą energetyczną do przyjęcia nowych ilości mocy, a także nie posiadają na dany moment odpowiednich funduszy na modernizację sieci. W latach 2021–2022 przekłada się to na sumaryczną odmowę przyjęcia ponad 11,1 GW energii, czyli wartość ponad 182 razy większą niż w porównaniu w latach 2019–2020.

Pojedyncza odmowa nastąpiła w 2022 r. z powodu braku spełnienia warunków ekonomicznych i dotyczyła zwiększenia dostępnej mocy dla zakładu produkcyjnego. W omawianym okresie wpłynęło także 10 innych powiadomień o odmowie dla obiektów odbiorców na łączną moc zainstalowaną 1 128,658 MW z powodów techniczno-ekonomicznych. Wystąpiło również 7 odmów dla źródeł konwencjonalnych o łącznej mocy 12,777 MW (3 z powodów technicznych i 4 z powodów techniczno-ekonomicznych). Pozostałe powiadomienia dotyczyły odmów przyłączenia do sieci instalacji OZE:

- elektrowni fotowoltaicznych: 1 004 powiadomienia o mocy 5 707,060 MW,
- magazynów energii: 153 powiadomienia o mocy 2 470,732 MW,
- elektrowni wiatrowych: 24 powiadomienia o mocy 1 268,605 MW,
- elektrowni wytwarzających energię z biogazu: 3 powiadomienia o mocy 1,897 MW,
- elektrowni wodnych: 2 powiadomienia o mocy 5,550 MW,
- instalacji hybrydowych, połączonych farm fotowoltaicznych z magazynami energii: 22 powiadomienia o mocy 519,097 MW.

Tabela 4. Monitorowanie obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne w poszczególnych OT URE w latach 2021–2022 oraz wymierzanie kar, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne

OT URE	łączna liczba postępowań wyjaśniających	Liczba wszczętych postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej	Liczba wydanych decyzji, w tym umorzeniowych i odstępujących od wymierzenia kary
OT Gdańsk	21	2	1
OT Katowice	79	0	0
OT Kraków	39	1	0
OT Lublin	12	0	0
OT Łódź	122	0	5
OT Poznań	31	4	3
OT Szczecin	14	0	0
OT Wrocław	57	0	0
OGÓŁEM	375	7	9

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

Zgodnie z materiałami przekazanymi przez [ENERGA-OPERATOR S.A.](#) z siedzibą w Gdańsku (dalej: „EOP”) (cały obszar działalności), najczęstszymi przyczynami wystąpienia awarii w latach 2021–2022, w odniesieniu do każdego rodzaju sieci dystrybucyjnej ze względu na jej poziom napięcia, były:

- sieć WN: gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne, mróz), upadek drzew i gałęzi na linie wskutek działania silnych wiatrów huraganowych oraz zużycie eksploatacyjne elementów sieci,
- sieć SN: zużycie eksploatacyjne elementów sieci, upadek drzew i gałęzi na linie wskutek działania silnych wiatrów huraganowych, gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne), działanie osób postronnych oraz zwarcia wywołane przez ptaki i zwierzęta,
- sieć nN: upadek drzew i gałęzi na linie wskutek działania silnych wiatrów huraganowych, zużycie eksploatacyjne elementów sieci, gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne, mróz, śnieżyca), zwarcia wywołane przez ptaki i zwierzęta oraz zakłócenia u odbiorców.

Usuwanie awarii, naprawy sieci elektroenergetycznej oraz procesy eksploatacyjne w EOP realizowane są przez sześć oddziałów z siedzibami w: Gdańsku, Kaliszu, Koszalinie, Olsztynie, Płocku i Toruniu. Jako dodatkowe wsparcie, w przypadku wystąpienia zwiększonej liczby zdarzeń awaryjnych, w celu ograniczenia czasów niezasilania odbiorców, EOP korzysta z firm zewnętrznych z branży

elektroenergetycznej oraz zajmujących się wycinkami, z którymi ma zawarte „Porozumienia” w zakresie gotowości do współpracy przy usuwaniu awarii w sieci elektroenergetycznej EOP.

W zakresie linii napowietrznych WN (110 kV), które są kluczowymi elementami sieci zapewniającymi ciągłość świadczenia usługi dystrybucyjnej, EOP zawarła dedykowane umowy ze specjalistycznymi podmiotami obejmujące gotowość do rozpoczęcia naprawy na wypadek wystąpienia awarii w określonym minimalnym czasie. Priorytetyzacja kolejności lokalizacji i usuwania awarii/uszkodzeń uszeregowana jest według poziomu napięcia sieci: WN, SN i nN. Taki sposób realizacji napraw pozwala EOP na jak najszybsze przywracanie napięcia jednocześnie dużym grupom odbiorców.

W celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń odbiorców, EOP kontynuuje szereg wcześniej rozpoczętych działań mających na celu w głównej mierze wzmocnienie odporności sieci na anomalie pogodowe oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii, w tym takich jak:

- wymiana przewodów gołych na linie kablowe lub izolowane w sieci SN i nN (w znacznym stopniu ogranicza to liczbę awarii spowodowanych przez drzewa i gałęzie),
- automatyzacja sieci SN (instalacja w głębi sieci SN łączników zdalnie sterowanych, co pozwala skrócić czas lokalizacji uszkodzenia oraz czas trwania wyłączenia dla części odbiorców zasilanych z fragmentów sieci nie obejmujących elementu uszkodzonego),
- zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN poprzez budowę nowych powiązań w celu umożliwienia drugostronnego zasilania odbiorców oraz budowę nowych stacji SN/nN i skracanie obwodów nN,
- budowa nowych i modernizacja istniejących stacji WN/SN oraz wymiana transformatorów 110/15 kV,
- wymiana awaryjnych kabli SN w izolacji z polietylenu termoplastycznego na kable w izolacji z polietylenu usieciowanego oraz awaryjnych kabli nN,
- rozwój systemów dyspozytorskich (zwiększenie obserwowalności sieci, poprawa skuteczności i szybkości przełączeń w sieci),
- rozwój łączności trunkingowej (istotne zwiększenie niezawodności w sterowaniu łącznikami w sieci),
- modernizacje stacji polegające na eliminacji zbędnych i wymianie wyeksploatowanych elementów stacji oraz na izolowaniu elementów czynnych na stacjach słupowych SN/nN,
- prowadzenie cyklicznych wycinek drzew i krzewów wzdłuż i pod liniami elektroenergetycznymi.

W oparciu o zapisy IRiESD, EOP zobowiązana jest do opracowywania corocznego planu prac eksploatacyjnych dla urządzeń, instalacji i sieci dystrybucyjnej. Zasady opracowania ww. dokumentu wynikają również z obowiązujących w spółce procedur określonych w procesie pn. „Opracowanie planu prac eksploatacyjnych i remontów”, którego celem jest zapewnienie, poprzez odpowiednie zaplanowanie, a następnie realizację, planowanych zabiegów eksploatacyjnych, wysokiego poziomu niezawodności sieci dystrybucyjnej oraz optymalizacji kosztów utrzymania sieci i urządzeń będących własnością EOP. Zakres Planu Eksploatacji opracowywany jest z uwzględnieniem cykliczności obowiązkowych zabiegów, określonych w procedurze pn. „Wytyczne dokonywania oględzin, przeglądów, oceny stanu technicznego oraz konserwacji i remontów urządzeń, instalacji oraz sieci dystrybucyjnych eksploatowanych przez ENERGA-OPERATOR S.A.”, stanowiącej dokument związany z IRiESD.

Tabela 5. Informacje na temat liczby i łącznego czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, będących skutkami wyłączeń awaryjnych w latach 2021–2022 w sieci dystrybucyjnej EOP

	Przerwy	Przemijające		Krótkie		Długie		Bardzo długie		Katastrofalne	
		2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Sieć WN	Liczba	11	6	6	6	40	60	3	8	0	6
	Łączny czas trwania [min.]	-	-	12	8	2 068	9 209	2 636	8 883	0	24 910
Sieć SN	Liczba	8 691	19 852	39 769	44 229	11 621	14 182	546	633	189	696
	Łączny czas trwania [min.]	-	-	33 721	30 784	1 381 713	1 680 004	562 994	638 994	603 977	2 574 562
Sieć nN	Liczba	-	-	135	172	51 981	55 875	2 726	4 759	1 744	4 412
	Łączny czas trwania [min.]	-	-	200	178	7 958 556	8 966 987	2 879 932	5 103 846	4 704 375	12 473 039

Źródło: URE.

Tabela 6. Informacje na temat liczby i łącznego czasu trwania przerw (długich, bardzo długich i katastrofalnych) w dostawie energii elektrycznej, będących skutkami wyłączeń planowanych i nieplanowanych w latach 2021–2022 w sieci dystrybucyjnej EOP

	Przerwy	Planowane		Nieplanowane	
		2021	2022	2021	2022
Sieć WN	Liczba	13	9*	43	74
	Łączny czas trwania [min.]	4 653	5 267	4 704	43 002
Sieć SN	Liczba	6 253	6 407	12 356	15 511
	Łączny czas trwania [min.]	1 328 576	1 407 970	2 548 684	4 893 560
Sieć nN	Liczba	6 253	6 026	12 356	65 046
	Łączny czas trwania [min.]	1 328 576	1 137 707	2 548 684	26 543 872

* W tym 7 szt. to wyłączenia obiektów SN dla BHP na potrzeby prac na obiektach WN.

Źródło: URE.

Tabela 7. Wskaźniki SAIDI, SAIFI (wyznaczone oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw) oraz wskaźnik MAIFI za lata 2021–2022 dla EOP

Przerwy	Planowane				Nieplanowane (bez katastrofalnych / z katastrofalnymi)				MAIFI (szt./odb.)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Wskaźnik	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	2021	2022
Wartość wskaźnika	0,15	0,17	22,1	25,8	2,28/2,29	2,97/3,02	151,5/ 186,0	244,0/ 384,7	7,99	10,19

Źródło: URE.

✓ OT Kraków

W zakresie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym obowiązku utrzymywania sieci elektroenergetycznej w należyłym stanie technicznych oraz dokonywania przez OSD napraw sieci dystrybucyjnej, OT Kraków 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 okresie sprawozdawczym wystąpiono do TAURON Dystrybucja S.A. z siedzibą w Krakowie z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci elektroenergetycznych występujących na obszarze jej działania.

Tabela 8. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. w latach 2021–2022

	Przerwy	Przemijające		Krótkie		Długie		Bardzo długie		Katastrofalne	
		2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Sieć WN	Liczba	47	73	29	27	89	70	1	0	1	0
	Łączny czas trwania ¹ [min.]	-	-	22		5 723	3 526	1 014	0	1 817	0
Sieć SN	Liczba	8 079	8 505	11 481	11 540	14 898	17 450	264	234	79	51
	Łączny czas trwania ¹ [min.]	-	-	9 976	10 167	1 417 596	1 535 268	263 676	222 882	151 427	105 900
Sieć nN	Liczba ²	-	-	3 174	2 793	29 295	30 848	638	722	217	137
	Łączny czas trwania ¹ [min.]	-	-	5 015	3 936	3 460 560	3 762 170	643 091	732 900	467 672	240 680

¹ Dane o łącznym czasie trwania przerw przemijających nie zostały podane, ponieważ w systemach informatycznych wykorzystywanych przez TAURON Dystrybucja S.A. rejestrowane są dane z dokładnością do 1 s (możliwa rejestracja 0 lub 1 s), co uniemożliwia podanie precyzyjnych danych. Dodatkowo, obowiązujące regulacje prawne, jeśli chodzi o przerwy przemijające, nie zobowiązują TAURON Dystrybucja S.A. do gromadzenia i przetwarzania danych dotyczących milisekundowych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, a jedynie do odnotowywania ich wystąpienia.

² Dane o liczbie przerw przemijających w sieci dystrybucyjnej nN nie zostały podane, ponieważ systemy informatyczne wykorzystywane przez TAURON Dystrybucja S.A. nie rejestrują przedmiotowych danych.

Źródło: URE.

Tabela 9. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybcja S.A. w latach 2021–2022

	Przerwy	Planowane		Nieplanowane	
		2021	2022	2021	2022
Sieć WN	Liczba	2	8	120	97
	łączny czas trwania [min.]	660	2 257	8 575	544
Sieć SN	Liczba	8 425	10 474	26 722	29 275
	łączny czas trwania [min.]	1 497 326	1 744 551	1 842 676	1842 676
Sieć nN	Liczba	10 561	12 287	33 324	34 500
	łączny czas trwania [min.]	2 290 895	2 718 005	4 576 339	4 739 687

Źródło: URE.

Tabela 10. Wartości wskaźników SAIDI, SAIFI, MAIFI za lata 2021–2022 dla TAURON Dystrybcja S.A.

Przerwy	Planowane				Nieplanowane (bez katastrofalnych / z katastrofalnymi)				MAIFI (szt./odb.)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Wskaźnik	SAIFI (szt./odb.)		SAIDI (min./odb.)		SAIFI (szt./odb.)		SAIDI (min./odb.)			
Wartość wskaźnika	0,19	0,22	27,96	33,11	2,24/2,24	2,31/2,31	118,51/ 122,73	113,23/ 114,09	3,09	3,15

Źródło: URE.

Jak wskazuje TAURON Dystrybcja S.A., głównymi przyczynami powstawania awarii w sieci dystrybucyjnej w omawianym okresie, w kolejności odzwierciedlającej częstość ich występowania, podobnie jak w latach poprzednich, było:

- wystąpienie niekorzystnych zjawisk atmosferycznych takich jak burze, intensywne opady deszczu lub śniegu, opady mroźne, silne wiatry, szadź, itp. – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej, ale przede wszystkim linii napowietrznych SN i nN,
- pogorszenie parametrów elementów sieci elektroenergetycznej w związku z procesem starzenia i zmęczeniem mechanicznym materiałów – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej, ale przede wszystkim linii kablowych SN,
- działanie osób postronnych np. kolizje drogowe, uszkodzenia mechaniczne kabli podczas prac budowlanych, upadek drzew na linie napowietrzne podczas ich wycinki itp. – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej,
- udział zwierząt poprzez np. uszkodzenia izolacji kabli, powodowanie zwarć na urządzeniach elektroenergetycznych – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej.

Za występowanie przerw katastrofalnych (szczególnie w 2022 r.) odpowiadały ekstremalne zjawiska pogodowe powodujące masowe uszkodzenia elementów infrastruktury elektroenergetyczne takie jak:

- wichury, trąby powietrzne, huragany, orkany czy nawet cyklony,
- burze z towarzyszącymi wicherami i ekstremalnymi opadami,
- obfite opady mokrego śniegu, szadź lub oblodzenie (mroźny opad) powodujące katastrofalne obciążenie drzew znajdujących się poza pasem wycinki,
- ulewne deszcze powodujące powódzie, podtopienia i osuwiska.

Awarie w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybcja S.A. usuwane są w możliwie jak najkrótszym czasie i przy wykorzystaniu wszystkich dostępnych środków technicznych oraz osobowych zarówno własnych, jak i firm współpracujących. Jednocześnie przedsiębiorstwo wskazało, że realizacja tych działań w 2021 r., z uwagi na ryzyko zarażenia się koronawirusem przez pracowników zajmujących się usuwaniem awarii oraz wprowadzone obostrzenia, była utrudniona. Jednak wdrożone procedury postępowania pozwoliły na utrzymanie wartości wskaźników ciągłości dostaw energii elektrycznej na poziomie porównywalnym z okresem przed pandemią koronawirusa. Sposób postępowania w przypadku wystąpienia awarii szczegółowo regulują procedury postępowania.

TAURON Dystrybucja S.A., oprócz działań naprawczych związanych z usuwaniem wszelkich awarii, prowadzi działania prewencyjne mające na celu ograniczenie liczby i zakresu przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców takie jak: systematyczne przeglądy poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnej, remonty bądź modernizacja elementów sieci dystrybucyjnej, wycinka drzew i krzewów wokół linii elektroenergetycznych, realizacja projektów związanych z diagnostyką sieci dystrybucyjnej przy wykorzystaniu nowych technologii.

Ponadto, OT Kraków w latach 2021–2022 dokonał monitoringu systemu elektroenergetycznego dla czterech innych OSDn. Monitoring nie wykazał żadnych nieprawidłowości.

✓ OT Lublin

W wyniku przeprowadzonego monitoringu PGE Dystrybucja S.A. w odniesieniu do lat 2021–2022 ustalono następujące dane:

Tabela 11. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w latach 2021–2022

	Przerwy	Przemijające		Krótkie		Długie		Bardzo długie		Katastrofalne	
		2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Sieć WN	Liczba	3	5	8	7	46	63	0	0	0	5
	łączny czas trwania [min.]	-	-	10	3	1 718	8 430	0	0	0	12 350
Sieć SN	Liczba	4 226	4 549	37 974	40 562	27 672	35 163	1 050	1 024	355	837
	łączny czas trwania [min.]	-	-	27 584	31 449	2 906 329	3 452 278	1 045 341	1 039 406	1 018 338	2 214 008
Sieć nN	Liczba	-	-	63	93	128 147	136 609	10 343	12 343	6 154	6 837
	łączny czas trwania [min.]	-	-	119	152	21975066	24239082	10621388	12872280	19258510	18126981

Źródło: URE.

Tabela 12. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w latach 2021–2022

	Przerwy	Planowane		Nieplanowane	
		2021	2022	2021	2022
Sieć WN	Liczba	0	1	46	68
	łączny czas trwania [min.]	0	510	1 718	20 780
Sieć SN	Liczba	10 785	10 253	29 077	37 024
	łączny czas trwania [min.]	2 291 314	2 333 354	4 970 007	6 705 692
Sieć nN	Liczba	10 945	9 803	144 644	155 789
	łączny czas trwania [min.]	2 354 405	2 070 476	51 854 963	55 238 342

Źródło: URE.

Tabela 13. Wartości wskaźników SAIDI, SAIFI, MAIFI za lata 2021–2022 dla PGE Dystrybucja S.A.

Przerwy	Planowane				Nieplanowane (bez katastrofalnych / z katastrofalnymi)				MAIFI (szt./odb.)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Wskaźnik	SAIFI (szt./odb.)		SAIDI (min./odb.)		SAIFI (szt./odb.)		SAIDI (min./odb.)			
Wartość wskaźnika	0,19	0,20	33,44	35,56	4,07/4,09	4,96/5,00	271,22/ 334,10	360,05/ 459,50	8,68	9,40

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 przyczyny – nieznane, oddziałujące na linie napowietrzne),
- działanie osób postronnych (uszkodzenia urządzeń pojazdami mechanicznymi, przewracanie drzew na linie przy wycince).

PGE Dystrybucja S.A. przedstawiła także opis najistotniejszych problemów związanych z lokalizacją awarii w terenie i usuwaniem ich skutków oraz działań mających na celu ograniczenie liczby awarii oraz odczulenie eksploatowanej sieci od warunków zewnętrznych (wymiana przewodów, zintensyfikowanie prac związanych z utrzymaniem pasów technologicznych).

W 2021 r. PGE Dystrybucja S.A. w 2021 r. odnotowała 38 skarg odbiorców dotyczących przerw w dostawach energii elektrycznej oraz 1 078 reklamacji związanych z dotrzymaniem parametrów jakościowych (228 reklamacji zostało rozpatrzonych pozytywnie). Natomiast w 2022 r. do spółki wpłynęło 38 skarg w zakresie przerw w dostawach energii elektrycznej oraz 3 433 reklamacji dotyczących dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej (687 reklamacji rozpatrzono pozytywnie).

Przeprowadzone w latach 2021–2022 monitoringi działalności obejmowały także zagadnienie związane z opracowaniem analiz dotyczących awaryjności pracy obiektów, instalacji, urządzeń i sieci oraz analizy jakości i niezawodności świadczonych usług związanych z dystrybucją energii elektrycznej oraz realizacji planu przeglądów sieci i planów remontowych. PGE Dystrybucja S.A. przedstawiła w tym zakresie opis realizowanych w poszczególnych latach procesów inwestycyjnych w oparciu o przyjęte plany inwestycyjne oraz plan rozwoju na lata 2020–2025.

W odniesieniu do 2022 r. PGE Dystrybucja S.A. przedstawiła także najistotniejsze problemy związane z realizacją przyłączy do sieci i funkcjonowaniem mikroinstalacji (co było związane ze wzrostem kierowanych w tym zakresie skarg do OT Lublin).

Z przedstawionych w tym obszarze informacji wynika, że w przypadku koncentracji dużej liczby mikroinstalacji na małych obszarach, pojawiają się problemy związane z dotrzymaniem parametrów poziomu napięcia spowodowane nieprzewidzianą w danym miejscu sieci generacją i jej kumulacją, przy jednoczesnym braku konsumpcji. W takich przypadkach następuje zadziałanie automatyki inwertera mikroinstalacji powodujące odłączenie źródła wytwórczego na czas stabilizacji poziomu napięcia w danym obwodzie. Powyższe skutkuje:

- problemami z dotrzymaniem parametrów jakościowych energii dostarczanej do odbiorców przyłączonych do sieci nN spowodowanymi zmianami napięcia ponad nominalne oraz asymetrią międzyfazową prądu i napięcia, zbyt wysokim napięciem statycznym podczas pracy mikroinstalacji/OZE i zbyt niskim po ich wyłączeniu, dynamicznymi zmianami napięcia ponad wartości normatywne w czasie jednoczesnego załączania generacji, zwiększoną liczbą przeciążeń sieci nN i SN trudnych do bieżącego wyeliminowania,
- włączeniami mikroinstalacji związanymi z występowaniem zawyżonego lub zaniżonego napięcia w sieci nN (czasowe wyłączenie inwerterów mikroinstalacji),
- pojawiającą się coraz częściej koniecznością odmowy przyłączenia zasobów innych źródeł generacji rozproszonej z powodu braku możliwości dotrzymania prawidłowej pracy sieci.

Działania, jakie podejmuje PGE Dystrybucja S.A. w celu zapobiegania automatycznym ograniczeniom generacji z mikroinstalacji, to:

- działania podejmowane bezpośrednio po przyjęciu reklamacji od prosumenta o wyłączeniu się mikroinstalacji – zmiana zaczepu na transformatorach SN/nN (w letnie, słoneczne dni obniżanie napięcia, a w okresie jesienno-zimowym podnoszenie napięcia),
- bieżące reagowanie na reklamacje, pomiary kontrolne na obwodach, na których zgłoszono reklamacje (montaż urządzenia rejestrującego parametry sieci) i podejmowanie działań w zależności od uzyskanych wyników pomiarów,

- bieżąca analiza wpływu przyłączonych mikroinstalacji i nowych zgłoszeń na sieć lokalną,
- działania informacyjne na temat wpływu mikroinstalacji na pracę sieci (poradniki/ulotki informujące prosumentów, jakie działania mogą oni podjąć we własnym zakresie w celu ograniczenia wpływu ich mikroinstalacji na pracę sieci i jakość dostaw energii w danym obwodzie nN).

W planach PGE Dystrybucja S.A. jest także wdrożenie „Modelu pracy i rozwoju sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem rozproszonych zasobów energii”, zawierającego szereg działań, których implementacja pozwoli na poprawienie parametrów pracy sieci oraz poprawę funkcjonowania przyłączonych mikroinstalacji, takich jak:

- montaż transformatorów SN/nN z podobciążeniową regulacją przekładni, nastupowe zasobniki energii, energoelektroniczne regulatory napięcia,
- opomiarowanie odbiorców licznikami zdalnego odczytu oraz rozwój systemów akwizycji i przetwarzania danych pomiarowych, umożliwiające zwiększenie obserwowalności i automatyzacji pracy sieci, i co się z tym wiąże – zwiększenie kontroli oraz identyfikację miejsc występowania problemów w pracy sieci,
- wyposażenie stacji SN/nN w liczniki bilansujące, które zwiększą obserwowalność sieci, przyspieszając tym samym proces identyfikacji problemów na poziomie sieci nN.

Ponadto w dłuższej perspektywie spółka przewiduje podjęcie zadań inwestycyjnych, takich jak:

- zwiększanie przepustowości sieci dystrybucyjnej (zwiększanie przekrojów przewodów, zwiększanie mocy transformatorów),
- rozbudowa sieci dystrybucyjnej o nowe obwody, linie, powiązania sieciowe, stacje SN/nN,
- rozbudowa infrastruktury IT zarówno sprzętowej, jak i aplikacyjnej oraz infrastruktury ICT (rozpoczęta implementacja sieci łączności specjalnej LTE450).

OT Lublin w omawianym okresie przeprowadził także w powyższym zakresie monitoring lokalnych dystrybutorów energii elektrycznej, do których zalicza się: Towarzystwo Inwestycyjne „Elektrownia-Wschód” S.A. z siedzibą w Lublinie, Veolia Wschód Sp. z o.o. z siedzibą w Zamościu, Grupa Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” S.A. z siedzibą w Puławach, Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego „PZL-Świdnik” S.A. z siedzibą w Świdniku, Fabryka Łożysk Toczących – Kraśnik S.A. z siedzibą w Kraśniku.

✓ OT Łódź

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

Tabela 14. Awarie i przerwy w dostawie energii elektrycznej w 2021 r. dla sieci elektroenergetycznych (w minutach) zlokalizowanych na terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego dla OSD mających siedzibę na terenie tych województw

OSD	Awarie										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	32	5680	0	0	0	0	9	2534	9	375
Ciepłownia Sp. z o.o.	0	0	0	0	4	1064	0	0	0	0	3	1037	1	27
ELEKTRIX SA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mirowski i Spółka KAMIR Sp.j.	0	0	1	7	5	278	0	0		0	1	122	4	156
Leszek Mirkowicz Błonie PASS	0	0	0	0	3	24,4	0	0	1	2917	2	13,4	2	2928

OSD	Awarie										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
PGB Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	480	577	76162
PP PORTY LOTNICZE	0	0	116	36,36	18	2104	0	0	0	0	97	439	37	168
ALCHEMIA S.A.	0	0	8	5	12	2785	0	0	2	41760	10	2585	12	41965
BORYSZEW S.A.	0	0	0	0	2	840	0	0	0	0	1	360	1	480
Gmina Uniejów Energetyka Uniejów	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Klepierre Pologne Sp. z o.o.	0	0	29	2,41	9	604	0	0	0	0	7	598	2	15,44
PEC LEGIONOWO Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	8	2	2
PGE GiEK S.A.	82	9738	7	11	79	10560	1	1079	5	18404	72	22742	23	7492
TB 2 ENERGIA Sp. z o.o. Sp. kom.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TB ENERGIA Sp. z o.o.	0	0	0	0	7	1545	0	0	0	0	5	1470	4	150
Wind Service Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	3	23630	1	5850	2	17780
RAMPTON Sp. z o.o.	0	0	0	0	1	230	0	0	0	0	4	58	0	0
Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o. (SN)	0	0	0	0	5	260	0	0	0	0	1	195	4	65
MAZOVIAN ENERGY PARTNERS Sp. z o.o.	0	0	0	0	3	265	0	0	0	0	0	0	3	265
Energetyka Nowy Dwór Mazowiecki Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GREEN LIGHTS Sp. z o.o.	0	0	0	0	20	310	0	0	0	0	18	270	2	40
GREEN LIGHTS DYSTRYBUCJA Sp. z o.o.	0	0	5	24	33	780	0	0	0	0	33	758	5	46
GREEN LIGHTS HOLDING Sp. z o.o.	0	0	0	6	33	36	660	0	0	0	37	654	5	39
PKN ORLEN S.A. (SN)	2	0,6	0	0	0	0	0	0	0	0	1	70	0	0
PGE Energia Ciepła Sp. z o.o.	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	1	80	1	2
Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.	0	0	0	0	23	3110	0	0	0	0	8	1411	23	3110
POTESTIA Sp. z o.o.	0	0	5	34	47	1237	0	0	0	0	27	927	31	334
Zakład Energetyczny Użyteczności Publicznej S.A.	0	0	0	0	2	540	0	0	0	0	1	540	2	540

OSD	Awarie										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
GREEN LIGHTS OBRÓT Sp.z o.o.	0	0	4	36	33	546	0	0	0	0	32	543	5	39
Cementownia Warta S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FIGENE ENERGIA Sp. z o.o.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.	2	0,5	6	2	49	1356	0	0	0	0	49	6464	54	4110
Fieldon Investments Sp. z o.o. GRYF Sp.j.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródło: URE.

Tabela 15. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej PKP Energetyka S.A. (prowadzącej działalność na terenie całego kraju) oraz Stoen Operator Sp. z o.o. (prowadzącej działalność na terenie Warszawy) w 2021 r.

	Przerwy	Przemijające		Krótkie		Długie		Bardzo długie		Katastrofalne	
		PKP	Stoen	PKP	Stoen	PKP	Stoen	PKP	Stoen	PKP	Stoen
Sieć WN	Liczba	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	łączny czas trwania [min.]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sieć SN	Liczba	0	41	746	216	317	634	5	10	1	1
	łączny czas trwania [min.]	0	0	11,5	205	249,01	49 404	95,17	9 775	25,64	2 314
Sieć nN	Liczba	0	3	483 681	3	170 105	1 387	1 359	176	568	22
	łączny czas trwania [min.]	0	0	6 592,51	4	124418,71	263 341	23 187,8	178 639	34 044,17	43 555

Źródło: URE.

Tabela 16. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej PKP Energetyka S.A. (prowadzącej działalność na terenie całego kraju) oraz Stoen Operator Sp. z o.o. (prowadzącej działalność na terenie Warszawy) w 2021 r.

	Przerwy	Planowane		Nieplanowane	
		PKP	Stoen	PKP	Stoen
Sieć WN	Liczba	8 774	0	163 258	1
	łączny czas trwania [min.]	14 695,09	0	166 955,6	0
Sieć SN	Liczba	12	218	311	861
	łączny czas trwania [min.]	24	41 840	345,81	61 699
Sieć nN	Liczba	0	117 554	0	1 591
	łączny czas trwania [min.]	0	1 865 225	0	485 453

Źródło: URE.

Tabela 17. Wskaźniki jakości dostarczania energii elektrycznej w 2021 r. dla sieci elektroenergetycznych zlokalizowanych terenie woj. łódzkiego i mazowieckiego dla OSD mających siedzibę na terenie tych województw

OSD	Wskaźniki				
	przerwy planowane		nieplanowane (bez katastrofalnych/z katastrofalnymi)		MAIFI (szt./odb.)
	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	
Telenerg-Bis Energia Sp. z o.o.					
obszar 1	0	0	0	0	0
obszar 2	1	375	1	30/30	0
obszar 3	2	690	1	30/30	0
obszar 4	1	20	3	120/120	0
obszar 5	5	1 440	3	165/165	0
obszar 6	0	0	1	30/30	0
obszar 7	0	0	0	0	0
Ciepłownia Sp. z o.o.	3	1 037	1	27	0
ELEKTRIX SA	0	0	0	0	0
Mirowski i Spółka KAMIR Sp.j.	1	122	4	156	1
Leszek Mirkowicz Błonie PASS	2	13,4	1/2	11/205,46	0
PGB Dystrybucja Sp. z o.o.	0,11	12,63	17,47/18,21	1 243,18/4 006,76	12,16
PP PORTY LOTNICZE	3,22	123,32	0,20	10,00	6,36
ALCHEMIA S.A.	1,3963	681,786	0,286/0,321	15,714/118,571	5,036
BORYSZEW S.A.	0,14	50,4	0,02/0,02	9,6/9,6	0
Gmina Uniejów Energetyka Uniejów	0	0	0	0	0
Klepierre Pologne Sp. z o.o.	1,167	98,333	0,333/0,333	2,333/2,333	4,833
PEC LEGIONOWO Sp. z o.o.	0,048	0,19	0,00	0,00	0,095
PGE GIEK S.A.					
obszar 1	0,04	8,18	0,04/0,18	8,86/220,9	0
obszar 2	1	404	0,75/0,75	254/254	0
obszar 3	0,77	289,75	0,643/0,643	57,643/57,643	0,643
TB 2 ENERGIA Sp. z o.o. Sp. kom	0	0	0	0	0
TB ENERGIA Sp. z o.o.					
obszar 1	3	750	0/0	0,0	0
obszar 2	1	30	2/2	75/75	0
Wind Service Dystrybucja Sp. z o.o	0,11	650	0,22	1 975,56	0
RAMPTON Sp. o.o.	1	1 970	0	0	0
Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.	0,14	27	0,57	16	0
MAZOVIAN ENERGY PARTNERS Sp. z o.o.	0	0	3	205	0
Energetyka Nowy Dwór Mazowiecki Sp. z o.o.	0	0	0	0	0
Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.					
obszar 1	0,0463	10,227	0,046/0,046	2,141/2,141	1
obszar 2	0,863	14,863	0,375/0,375	43,961/43,961	5,68
GREEN LIGHTS Sp. z o.o.	0,427	115,385	0,171	3,419	0
GREEN LIGHTS DYSTRYBUCJA Sp. z o.o.	0,503	381/544	0,201	3,859	0,111
GREEN LIGHTS HOLDING Sp. z o.o.	0,421	275,504	0,189	3,839	0,130
PKN ORLEN S.A. (SN)	0,003	0,193	0	0	0
PGE Energia Ciepła Sp. z o.o.	0,02	1,36	0	0	0,29
Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.					
obszar 1	0,00033	0,038	0,0072	0,992	0
obszar 2	0,001	0,505	0	0	0

OSD	Wskaźniki				
	przerwy planowane		nieplanowane (bez katastrofalnych/z katastrofalnymi)		MAIFI (szt./odb.)
	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	
obszar 3	0	0	0,037	7,22	0
obszar 4	0	0	0	0	0
obszar 5	0	0	0	0	0
obszar 6	0	0	0	0	0
obszar 7	0	0	0	0	0
obszar 8	0,03	5,921	0,185	13,384	0
obszar 9	0	0	0,129	7,31	0
obszar 10	0	0	0	0	0
POTESTIA Sp. z o.o.	517,71	4,36	7,85	0,12	3,15
Zakład Energetyczny Użyteczności Publicznej S.A.					
obszar 1	0	0	0	0	0
obszar 2	0	0	0	0	0
obszar 3	0,000339559	0,18336163	0,114091681/0	30,80475382/0	0
GREEN LIGHTS OBRÓT Sp. z o.o.	0,485	263,404	0,177	3,877	0,131
Cementownia Warta S.A.	0	0	0	0	0
Fieldon Investments Sp. z o.o. GRYF Sp.j.	0	0	0	0	0
FIGENE ENERGIA Sp. z o.o.	0	0	0	0	0

Źródło: URE.

Tabela 18. Wskaźniki jakości dostarczania energii elektrycznej w 2021 r. dla sieci elektroenergetycznej PKP ENERGETYKA S.A. (prowadzącej działalność na terenie całego kraju) i Stoen Operator Sp. z o.o. (prowadzącej działalność na terenie Warszawy)

Przerwy	Planowane				Nieplanowane (bez katastrofalnych / z katastrofalnymi)				MAIFI (szt./odb.)	
	PKP	Stoen	PKP	Stoen	PKP	Stoen	PKP	Stoen	PKP	Stoen
Wskaźnik	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	PKP	Stoen
Wartość wskaźnika	0,17	0,14	17,07	8,06	3,15/3,16	0,71/0,71	154,92/ 194,05	38,30/ 38,94	9,36	0,56

Źródło: URE.

Z informacji zgromadzonych w ramach prowadzonego monitoringu wśród 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 wynika, że w większości przyczynami przerw w dostawach energii elektrycznej były zakłócenia w sieci nadrzędnych OSD. Jednocześnie, w związku z wystąpieniem awarii oraz związanych z nimi przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w 2021 r. do powyższych OSD nie wpłynęły zarówno skargi od odbiorców, jak i reklamacje na dotrzymywanie parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej.

W odniesieniu do OSD prowadzącego działalność na terenie całego kraju (PKP ENERGETYKA S.A.), wskazanymi przyczynami przerw w dostawach energii elektrycznej były m.in. uszkodzenia infrastruktury (zerwania mostków, przepalenie przewodów, uszkodzenie transformatorów, izolatorów lub odgromników), wyładowania atmosferyczne i złe warunki atmosferyczne oraz uszkodzenia wynikłe z kradzieży lub dewastacji majątku. W związku z wystąpieniem awarii oraz związanych z nimi przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w 2021 r. do tego OSD wpłynęły 44 skargi od odbiorców i 2 reklamacje dotyczące dotrzymywania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej (wszystkie rozpatrzono negatywnie).

W przypadku OSD, który prowadzi działalność na terenie Warszawy (Stoen Operator Sp. z o.o.), wskazanymi przyczynami awarii, jakie wystąpiły w 2021 r., były działania osób postronnych, tj. uszkodzenia sprzętem zmechanizowanym podczas usuwania awarii miejskich innych gestorów

(ciepłowniczych, wodnych, gazowych, telekomunikacyjnych), działania czynników zewnętrznych (m.in. upadek drzew i gałęzi oraz łamanie słupów, zwarcia wywołane przez ptaki, zbliżenia gałęzi do linii napowietrznych) oraz działanie żywiołów (w tym gwałtowne zjawiska atmosferyczne: silny wiatr, intensywne opady, oblodzenie, wyładowania atmosferyczne). Do tego OSD wpłynęło 236 skarg od odbiorców i 37 reklamacji w zakresie dotrzymywania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej (w tym 2 rozpatrzono pozytywnie).

Stoen Operator Sp. z o.o. poinformowała, że zgodnie z wymaganiami art. 16 ust. 17 ustawy – Prawo Energetyczne realizuje plan remontów, który jest opracowywany i publikowany na stronie internetowej⁶⁾. Do najważniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych przez Stoen Operator Sp. z o.o. w 2021 r. w ramach gospodarki remontowej sieci, należą:

1. Stacja RPZ Wschodnia. Przebudowa stacji RPZ Wschodnia na całkowicie wewnętrzną wraz z przebudowaniami linii napowietrznych 110 kV i kablowych 15 kV. Rozdzielnia 110 kV w izolacji gazowej (GIS), dwusystemowa, sekcjonowana, dwa transformatory o mocy 63 MVA każdy. Rozdzielnia 15 kV czterosekcyjna, 4x10 pól odpływowych.
2. Budowa stacji wewnętrznej RPZ Szamoty z rozdzielnią 110 kV w izolacji gazowej (GIS), dwusystemową sekcjonowaną z sześcioma polami kablowymi i dwoma transformatorowymi, dwa transformatory o mocy 63 MVA każdy. Rozdzielnia 15 kV czterosekcyjna, 4x10 pól odpływowych.
3. Rozbudowa stacji RSM do funkcji RPZ Krakowska. Zainstalowanie rozdzielni 110 kV w izolacji gazowej (GIS), w układzie H5 i dwóch transformatorów o mocy 63 MVA każdy.
4. Modernizacja rozdzielni 110 kV w stacjach RPZ: Bemowo, Kaliszówka i Pałac.
5. Budowa nowej stacji wewnętrznej RPZ Falenica. Rozdzielnia 110 kV w układzie H5 w izolacji gazowej (GIS) dwa transformatory 110/15 kV.
6. Stacja RSM Kielecka. Budowa nowej stacji RSM Kielecka.
7. Modernizacja wytypowanych stacji RSM: Domaniewska, Kordeckiego, Pawia i Łabiszyńska. Zakres prac: modernizacja obwodów pierwotnych, modernizacja obwodów wtórnych, modernizacja obwodów zasilania potrzeb własnych, wymiany urządzeń telemechaniki.
8. Budowa linii kablowych 110 kV RPZ Słodowiec – RPZ Bemów oraz RPZ Słodowiec – RPZ Kaliszówka.

Stoen Operator Sp. z o.o. poinformowała jednocześnie, że procedury postępowania oraz instrukcje w zakresie utrzymania i kontroli stanu technicznego infrastruktury eksploatowanej, obok IRiESD, zawarte są w dokumentach takich jak „Strategia Eksploatacji Sieci Elektroenergetycznej Stoen Operator” oraz instrukcjach eksploatacji dla poszczególnych grup urządzeń tj. stacji i linii nN, SN oraz WN. Dodatkowo w Stoen Operator Sp. z o.o. obowiązuje dokument opisujący Procedurę Kryzysową Spółki.

Operator poinformował, że zdiagnozowane przez spółkę przeszkody i bariery, stanowiące o najistotniejszych problemach w realizacji zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, można sklasyfikować jako:

a) problemy operacyjne:

- działania naprawcze: wdrożenie przy współpracy z Biurem Mienia Miasta i Skarbu Państwa oraz Biurem Bezpieczeństwa i Zarządzania Kryzysowego Miasta Stołecznego Warszawy „Zasady współpracy w zakresie egzekucji obowiązku udostępnienia nieruchomości” dot. podejmowania i przeprowadzania egzekucji obowiązku udostępnienia nieruchomości na podstawie art. 126 ust. 1, 5 i 10 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami oraz ustawy z dnia 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji;
- działania naprawcze: opracowanie i dystrybucja na potrzeby wykonawców zewnętrznych reprezentujących różne branże dokumentu „Wytyczne i wskazówki prowadzenia robót budowlanych w pobliżu czynnych sieci i urządzeń elektroenergetycznych”;
- współpraca z innymi gestorami sieci poprzez narady koordynacyjne oraz wykorzystanie narzędzi informatycznych mających na celu lepszy monitoring prac prowadzonych na terenie obejmującym działalność dystrybucyjną Stoen Operator,

⁶⁾ <https://www.stoen.pl/pl/strona/siec>

b) problemy związane z realizacją umów o przyłączenie:

- spowodowane głównie kilkumiesięcznym czasem oczekiwania na otrzymanie uzgodnienia w Wydziale Koordynacji Usytuowania Projektowanych Sieci Uzbrojenia Terenu w m.st. Warszawy, dla projektowanych przyłączy;
- spowodowane co najmniej kilkumiesięcznym czasem oczekiwania na otrzymanie umów liniowych dotyczących udostępnienia nieruchomości pod inwestycje liniowe. Przedmiotowe projekty umów przekazywane są do Stoen Operator przez jednostki administracji m.st. Warszawa;
- spowodowane czasowym zawieszeniem realizacji prac projektowych, wykonawczych przez niektórych podwykonawców Stoen Operator ze względu na epidemię COVID-19.

Jako działania naprawcze Stoen Operator Sp. z o.o. wdrożyła:

- podpis kwalifikowany w zakresie obsługi umów o przyłączenie, dzięki czemu możliwe jest sprawniejsze podpisanie i przysyłanie dokumentów pomiędzy stronami,
- nowy portal przyłączeniowy, dzięki któremu Klient może złożyć dokumenty bez potrzeby wizyty w biurze Stoen Operator, jak też bez wysyłania dokumentów pocztą,
- w zakresie świadczenia pracy przez pracowników Stoen Operator, ze względu na COVID-19 – zmiany organizacyjne, wyposażenie pracowników w dodatkowy sprzęt, co pozwoliło na podtrzymanie realizacji powierzonych zadań.

Monitoring funkcjonowania systemu elektroenergetycznego za 2022 r. jest aktualnie prowadzony w OT Łódź w stosunku do 42 przedsiębiorstw.

✓ OT Poznań

Przeprowadzono monitorowanie dokonywania napraw sieci elektroenergetycznej w stosunku do przedsiębiorstwa ENEA Operator Sp. z o.o. w zakresie całości obszaru jego działania za lata 2021–2022.

Tabela 19. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator S.A. w latach 2021–2022

	Przerwy	Przemijające		Krótkie		Długie		Bardzo długie		Katastrofalne	
		2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Sieć WN	Liczba	27	15	42	93	74	185	0	17	0	22
	łączny czas trwania [min.]	-	-	49	96	4 370	28 695	0	16 525	0	74 920
Sieć SN	Liczba	3 506	3 539	9 009	12 663	13 462	21 461	206	653	114	851
	łączny czas trwania [min.]	-	-	9 722	12 131	1 343 039	2 594 559	211 035	661 750	29 855 147	54 872 066
Sieć nN	Liczba	-	6	28	233	30 835	8 069	718	31	191	74
	łączny czas trwania [min.]	-	-	41	253	3 651 882	1 425 977	749 826	30 831	365 632	394 839

Źródło: URE.

Tabela 20. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej ENEA Operator S.A. w latach 2021–2022

	Przerwy	Planowane		Nieplanowane	
		2021	2022	2021	2022
Sieć WN	Liczba	20	28	143	304
	łączny czas trwania [min.]	3 923	10 120	4 418	110 116
Sieć SN	Liczba	9 162	5 344	26 297	33 823
	łączny czas trwania [min.]	2 518 145	1 578 417	31 418 942	56 562 088
Sieć nN	Liczba	7 728	6 236	31 223	2 177
	łączny czas trwania [min.]	1 597 836	1 450 747	4 656 094	401 154

Źródło: URE.

W odniesieniu do lat 2021–2022 wartości wskaźników niezawodności: przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI) oraz przeciętnej systemowej częstości przerw

długich i bardzo długich (SAIFI) oraz wskaźnika przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI) dla OSD przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 21. Wartości wskaźników SAIDI, SAIFI, MAIFI za lata 2021–2022 dla ENEA Operator S.A.

Przerwy	Planowane				Nieplanowane (bez katastrofalnych / z katastrofalnymi)				MAIFI (szt./odb.)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Wskaźnik	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	2021	2022
Wartość wskaźnika	0,08	0,12	12,52	19,14	2,60/2,60	4,22/4,27	137,46/ 139,88	384,72/ 524,71	4,82	7,22

Źródło: URE.

OSD wyjaśnił, że w 2021 r. na terenie ENEA Operator Sp. z o.o. występowanie gwałtownych burz i niekorzystnych ekstremalnych zjawisk pogodowych było na podobnym poziomie jak w 2020 r., co wpływa na zbliżony poziom liczby 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.

OSD wskazał, że w styczniu i lutym 2022 r. na terenie spółki miały miejsce awarie masowe spowodowane ekstremalnymi zjawiskami pogodowymi. W okresie 17-18 stycznia 2022 r. przez teren ENEA Operator Sp. z o.o. przeszły silne porywy wiatru powodując liczne awarie, które w kulminacyjnym momencie powodowały przerwy w zasilaniu dla blisko 76 tys. odbiorców. W okresie 29 stycznia – 1 lutego 2022 r., przerwy w dostawie energii elektrycznej na terenie Operatora spowodowane były orkanem Nadia – w kulminacyjnym momencie ok. 181 tys. odbiorców spółki było bez zasilania. Największe awarie masowe w spółce odnotowano w okresie 17-23 lutego 2022 r., gdzie w szczytowym momencie ok. 546 tys. odbiorców pozbawionych było zasilania. Przyczyną tak rozległych awarii, przerw w zasilaniu (w tym licznych przerw katastrofalnych) był orkan Dudley i Eunice. Spółki nie ominęły też zjawiska pogodowe o charakterze lokalnym. W dniu 8 września 2022 r., w Gorzowie Wielkopolskim wystąpiła gwałtowna burza, której opad spowodował powódź błyskawiczną obszaru (w ciągu godziny spadło 130 mm deszczu na metr kwadratowy – został przy tym pobity rekord opadu z 1977 r.). W wyniku tej powodzi zalane zostały stacje transformatorowe SN/nN, co spowodowało przerwy w zasilaniu dla odbiorców z Gorzowa Wielkopolskiego.

Z uwagi na liczne ekstremalne zjawiska pogodowe w 2022 r., odnotowano większą liczbę awarii, zwłaszcza linii napowietrznych WN, SN i nN niż w roku poprzednim.

W 2022 r. działalność dystrybucyjna prowadzona była zgodnie z przyjętym planem. Podczas tego okresu występowały uszkodzenia sieci na poziomie podobnym, jak w analogicznym okresie roku wcześniejszego. Reasumując, poziom awaryjności w ciągu całego 2022 r. był nieco wyższy w dwóch grupach urządzeń (linie napowietrzne SN i nN) na poziomie 10-20 proc. niż w roku wcześniejszym. Natomiast w pozostałych grupach urządzeń, awaryjność była na porównywalnym poziomie lub nieco niższym. Jednak mając na uwadze specyfikę awarii masowych w 2022 r., odnotowano znacznie dłuższe przerwy w dostawie energii elektrycznej do odbiorców niż w roku wcześniejszym, co przedstawiono powyżej.

Należy zauważyć, że na poziom awaryjności duży wpływ ma sieć napowietrzna bezpośrednio narażona na niekorzystne warunki atmosferyczne.

Enea Operator Sp. z o.o. wskazała, że 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 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 spółki funkcjonowało ponad 100 Posterunków Energetycznych w ramach Rejonów Dystrybucji, których pracownicy prowadzili ciągłe dyżury techniczne. Naprawy sieci elektroenergetycznej prowadzone są niezwłocznie i efektywnie przez zreorganizowane brygady wykonawcze, wyposażone w niezbędny sprzęt zwiększający zakres realizowanych prac. 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. Należy zaznaczyć, że prace w zakresie zlokalizowania miejsca wystąpienia uszkodzeń w sieci, wykonania niezbędnych przełączeń oraz naprawcze dla przywrócenia zasilania odbiorcom są podejmowane niezwłocznie po wystąpieniu awarii.

Ponadto Enea Operator Sp. z o.o. corocznie opracowuje „Roczny Plan Remontów”, który zamieszczany jest na stronie internetowej spółki. W ramach planu realizowane są prace eksploatacyjne dla linii WN, SN, nN, stacji WN/SN oraz SN/nN i SN/SN, które w szczególności obejmują: oględziny i przeglądy linii oraz pomiary, próby i sprawdzenia parametrów technicznych elementów sieci.

Ponadto okresowo wskazywane są działania związane z: inwestycjami, eksploatacją oraz organizacją realizacji tych prac w perspektywie kilkuletniej i następnie ujmowane w Planach Rozwoju i Planach Inwestycyjnych. Dotychczas wdrożone Inicjatywy wpisują się w obszar prowadzenia eksploatacji, jakim jest proces ciągłego odtwarzania majątku sieciowego realizowany m.in. poprzez działania inwestycyjne i modernizacyjne/remontowe związane z:

- kompleksową modernizacją linii napowietrznych SN, nN – uwzględniającą również częściowe lub całkowite kablowanie linii przebiegających przez tereny zadrzewione,
- koncepcją rozwoju sieci średniego napięcia,
- budową nowych stacji WN/SN oraz powiązań pierścieniowych w zakresie linii WN skracającą długość istniejących ciągów liniowych SN,
- wymianą transformatorów SN/nN w ramach projektu „Ograniczenie strat energii poprzez wymianę transformatorów SN/nN na energooszczędne w ENEA Operator”,
- montażem w głębi sieci łączników SN sterowanych zdalnie lub też doposażeniem istniejących łączników we wskaźniki przepływu prądu zwarciovego,
- skracaniem długości istniejących obwodów nN poprzez budowę nowych stacji SN/nN.

W latach 2021–2022 ENEA Operator Sp. z o.o. realizowała zadania zgodnie w opracowanym Rocznym Planem Remontów.

✓ OT Szczecin

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 oddziału.

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.

W okresie sprawozdawczym OT Szczecin przeprowadził monitoring 6 OSD w zakresie przerw w dostawach energii elektrycznej – zarówno planowanych, jak i będących skutkiem awarii sieci elektroenergetycznej. Dane ilościowe przedstawiają tabele zamieszczone poniżej.

Tabela 22. Informacje o liczbie przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych OSD w latach 2021–2022

OSD	Przerwy na sieciach w dostawie energii elektrycznej														
	planowane						nieplanowane								
	długie			bardzo długie			długie			bardzo długie			katastrofalne		
	nN	SN	WN	nN	SN	WN	nN	SN	WN	nN	SN	WN	nN	SN	WN
Arctic Paper Kostrzyn S.A.	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0
Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A.	43	19	0	0	0	0	89	30	0	0	0	0	0	0	0
Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A.	0	0	0	0	0	0	150	150	0	0	0	0	0	0	0
Zakład Elektroenergetyczny ENERGO-STIL Sp. z o.o.	16	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0
Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „POLICE” S.A.	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
ZEC Białogard Sp. z o.o.	1	1	0	0	0	0	7	7	0	1	1	0	0	0	0
	62	21	0	0	0	0	263	187	1	1	2	0	0	0	0

Źródło: URE.

Tabela 23. Informacje o liczbie odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych OSD w latach 2021–2022

OSD	Liczba odbiorców pozbawionych dostaw energii elektrycznej dla przerw:							
	planowanych nN		nieplanowanych nN			długich	bardzo długich	katastrofalnych
	IV i V grupy, p. długie	IV i V grupy, p. b. długie	IV i V grupy, p. długie	IV i V grupy, p. b. długie	IV i V grupy, p. katastrofalne	odbiorcy łącznie		
Arctic Paper Kostrzyn S.A.	1	0	0	27	0	1	27	0
Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A.	76	0	83	0	0	95	0	0
Elektrociepłownia „Zielona Góra” S.A.	0	0	5	0	0	5	0	0
Zakład Elektroenergetyczny ENERGO-STIL Sp. z o.o.	16	0	16	0	0	32	0	0
Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „POLICE” S.A.	0	0	4	0	0	5	0	0
ZEC Białogard Sp. z o.o.	13	0	13	5	0	16	5	0
	106	0	121	32	0	154	32	0

Źródło: URE.

Przyczynami awarii były zjawiska atmosferyczne (w tym wichura w styczniu 2022 r. oraz blackout sieci dużego OSD w lutym 2022 r.) oraz – głównie w przypadku OSD Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A. – uszkodzenia kabli spowodowane zwarciami i uszkodzeniami mechanicznymi podczas prac ziemnych związanych z pracami budowlanymi.

✓ OT Wrocław

W okresie sprawozdawczym na bieżąco dokonywano monitorowania warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej oraz monitorowania dokonywania napraw tej sieci, na podstawie informacji przesyłanych przez OSD mających siedzibę na terenie woj. dolnośląskiego i opolskiego oraz prowadzących działalność na tym terenie.

Tabela 24. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych OSD w latach 2021–2022

	Przerwy	Przemijające		Krótkie		Długie		Bardzo długie		Katastrofalne	
		2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Sieć WN	Liczba	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	łączny czas trwania [min.]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sieć SN	Liczba	-	-	3	-	5	4	-	-	-	-
	łączny czas trwania [min.]	-	-	3,12	-	851	854	-	-	-	-
Sieć nN	Liczba	-	-	-	11	20	12	-	-	-	-
	łączny czas trwania [min.]	-	-	-	8,07	3256	840,36	-	-	-	-

Źródło: URE.

Tabela 25. Informacje o liczbie i łącznym czasie trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych OSD w latach 2021–2022

	Przerwy w 2021 r.	Planowane			Nieplanowane		
		Grupa Azoty ZAK S.A.	ESV Metalchem Sp. z o.o.	PAL Sp. z o.o.	Grupa Azoty ZAK S.A.	ESV Metalchem Sp. z o.o.	PAL Sp. z o.o.
Sieć WN	Liczba	-	-	-	-	-	-
	łączny czas trwania [min.]	-	-	-	-	-	-
Sieć SN	Liczba	2	5	-	2	4	-
	łączny czas trwania [min.]	390	868,25	-	450	14,12	-
Sieć nN	Liczba	4	11	8	2	6	0
	łączny czas trwania [min.]	1 350	1 095,7	855	450	601	0
	Przerwy w 2022 r.	Planowane			Nieplanowane		
		ESV 2 Sp. z o.o.	Energetyka Sp. z o.o.	PAL 1 Sp. z o.o.	ESV 2 Sp. z o.o.	Energetyka Sp. z o.o.	PAL 1 Sp. z o.o.
Sieć WN	Liczba	-	-	-	-	-	-
	łączny czas trwania [min.]	-	-	-	-	-	-
Sieć SN	Liczba	-	3	-	-	1	-
	łączny czas trwania [min.]	-	824	-	-	30	-
Sieć nN	Liczba	-	9	2	-	3	-
	łączny czas trwania [min.]	-	790,36	40	-	50	-

Źródło: URE.

Tabela 26. Wskaźniki jakości dostarczania energii elektrycznej w latach 2021–2022 dla sieci OSD

OSD	Wskaźniki 2021 r.				
	przerwy planowane		nieplanowane (bez katastrofalnych / z katastrofalnymi)		MAIFI (szt./odb.)
	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	
Grupa Azoty ZAK S.A.	0,070	21,480	0,05	11,11	-
ESV Metalchem Sp. z o.o.	0,800	85,540	0,33	11,20	2,49
PAL Sp. z o.o.	0,113	277,606	-	-	-
OSD	Wskaźniki 2022 r.				
	przerwy planowane		nieplanowane (bez katastrofalnych / z katastrofalnymi)		MAIFI (szt./odb.)
	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	SAIFI (szt./odb.)	SAIDI (min./odb.)	
ESV 2 Sp. z o.o.	-	-	-	-	-
Energetyka Sp. z o.o.	0,868	112,753	0,316	10,526	0,289
PAL 1 Sp. z o.o.	0,057	40,000	0,000	0,000	0,000

Źródło: URE.

Grupa Azoty ZAK S.A.

Awarie nastąpiły z powodu zadziałania zabezpieczeń technologicznych na instalacjach odbiorców, zadziałania zabezpieczeń temperaturowych transformatorów zasilających oraz nieoptymalnych czasów nastaw zabezpieczeń urządzeń na instalacjach.

W celu ograniczenia podobnych sytuacji w przyszłości, spółka przeanalizowała wszystkie aspekty zaistniałych awarii, sprawdziła i zoptymalizowała nastawy zabezpieczeń urządzeń.

Spółka w 2021 r. zrealizowała coroczny plan przeglądów sieci elektroenergetycznej. Infrastruktura jest na bieżąco przeglądana i monitorowana, w celu jej utrzymania na technicznie dopuszczalnym do pracy urządzeń poziomie. W wyniku przeprowadzonych przeglądów, na bieżąco usuwano stwierdzone usterki. Przeprowadzono również ocenę stanu technicznego systemu elektroenergetycznego oraz opracowano analizę zagrożeń/ryzyk technicznych wystąpienia nieplanowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej. W wyniku analizy ogólny stan techniczny urządzeń został określony jako średni. Zaplanowano realizację zadań związanych z modernizacją wybranych rozdzielni średniego i niskiego napięcia wraz z wymianą linii kablowych.

ESV Metalchem Sp. z o.o.

Przyczynami wystąpienia awarii były:

- awaryjne wyłączenie transformatora 110/30/15 kV z powodu uszkodzenia przełącznika w zabezpieczeniu pola po stronie 110 kV (dot. SN) – awaria miała miejsce na sieci TAURON Dystrybucja,
- zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego I i II stopnia od zabezpieczenia ziemnozwarciowego (dot. SN) – awaria miała miejsce na sieci TAURON Dystrybucja,
- uszkodzenie rozłącznika bezpiecznikowego (dot. nN),
- zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego w obwodach 0,4 kV (dot. nN).

W celu usunięcia wskazanych awarii wymieniono uszkodzony rozłącznik bezpiecznikowy 0,4 kV, przeprowadzono przegląd rozdzielnic 0,4 kV oraz wymieniono uszkodzone wkładki bezpiecznikowe. W celu minimalizacji liczby zdarzeń awaryjnych prowadzone są prewencyjne zabiegi eksploatacyjne oraz prace modernizacyjne, prowadzące do poprawy niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej.

W 2021 r. zrealizowano ustalony plan przeglądów sieci elektroenergetycznej. Obecny stan techniczny infrastruktury sieciowej pozwala na zapewnienie dostawy energii elektrycznej do odbiorców w sposób ciągły i niezawodny z zachowaniem obowiązujących wymagań jakościowych.

PAL Sp. z o.o.

Przerwy spowodowane były zaplanowanymi pracami eksploatacyjnymi. W celu minimalizacji wpływu przerw na dostawy energii elektrycznej, prace były prowadzone w godzinach nocnych. W 2021 r. spółka zrealizowała ustalony plan przeglądów sieci elektroenergetycznej. Ogólnie, stan techniczny eksploatowanej infrastruktury energetycznej oceniono jako dobry. W związku z tym, że w infrastrukturze dystrybucyjnej nie wystąpiły awarie, nie były prowadzone analizy awaryjności oraz analizy niezawodności świadczonych usług związanych z dystrybucją energii elektrycznej.

ESV 2 Sp. z o.o.

W przedmiotowym okresie nie wystąpiły awarie, w związku z tym spółka nie przeprowadzała analizy awaryjności pracy obiektów, instalacji, urządzeń i sieci oraz jakości i niezawodności świadczonych usług związanych z dystrybucją energii elektrycznej. Spółka realizowała ustalony plan remontów i modernizacji sieci elektroenergetycznej. Obecny stan techniczny infrastruktury sieciowej pozwala na zapewnienie dostawy energii elektrycznej do odbiorców w sposób ciągły i niezawodny z zachowaniem obowiązujących wymagań jakościowych.

Energetyka Sp. z o.o.

Dla Rejonu II nie było przerw spowodowanych wystąpieniem awarii na urządzeniach i infrastrukturze elektroenergetycznej. Główne powody przerwy to:

- realizacja prac konserwacyjnych,
- przełączanie na zasilanie tymczasowe/awaryjne, powrót do zasilania docelowego,

- zgłaszane przerwy na czas przełączeń na rozdzielni nN, przeglądy rozdzielni R-11/6 kV sekcja B oraz T-2 6/0,4 kV,
 - zgłaszane przerwy na czas przełączeń na rozdzielni nN, przeglądy rozdzielni R-11/6 kV sekcja A oraz T-1 6/0,4 kV,
 - zgłoszona potrzeba wyłączenia zasilania rozdzielni R-3.6/6kV od strony ZG „Rudna” – przerwa na czas przełączeń po stronie nN w rozdzielni R-18,
 - przerwa planowana dotycząca wymiany liczników energii elektrycznej.
- Dla Rejonu I (Rejon Wilków) powody przerw były następujące:
- realizacja prac przełączeniowych odbiorców do sieci elektroenergetycznej TAURON Dystrybucja S.A.,
 - uszkodzenie zasilania z rozdzielni RIV, ułożenie nowej WLZ,
 - awaria linii kablowej wewnętrznej SN-20 kV relacji stacja G.S.T 71901 – trafo nr 11, załączenie do ruchu linii rezerwowej zasilającej trafo nr 14.

Spółka w 2022 r. nie realizowała remontów i modernizacji sieci elektroenergetycznej na infrastrukturze zasilającej odbiorców. Infrastruktura elektroenergetyczna Rejonu I (Wilków) jest na etapie likwidacji. W 2022 r. wykonano przegląd części urządzeń elektroenergetycznych będących w eksploatacji Działu IE (Rejon II) i Wydziału W-4 (Rejon I). Infrastruktura elektroenergetyczna jest już mocno wyeksploatowana, istnieje ryzyko jej awaryjności, a przywrócenie jej do pełnej sprawności wiąże się z koniecznością poniesienia znacznych nakładów finansowych.

PAL 1 Sp. z o.o.

W 2022 r. nie wystąpiła żadna awaria w sieci dystrybucyjnej. W związku z niezawodną pracą sieci spółka nie planowała i nie realizowała remontów ani modernizacji, nie prowadziła też analiz awaryjności oraz niezawodności świadczonych usług związanych z dystrybucją energii elektrycznej. Stan techniczny eksploatowanej infrastruktury sieci elektroenergetycznej oceniono jako dobry.

1.4. 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 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 skoordynowanej 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 2021–2022 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 przejrzystości⁷⁾.

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.

Od 18 czerwca 2021 r., wraz z wdrożeniem projektu „Interim market coupling”, zdolności przesyłowe oferowane na Rynku Dnia Następnego publikowane są na centralnej platformie informacyjnej ENTSO-E (dalej nazywanej platforma ENTSO-E) przez SEPS, który pełni rolę operatora systemu mTMF (ang. *TSO Management Function*). Informacje dotyczące oferowanych zdolności w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego są dostępne na platformie ENTSO-E (publikacja realizowana jest przez JAO S.A. w imieniu Deutsche Börse AG). Do momentu wdrożenia rozwiązania docelowego, tj. Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego na przekroju Polska-Słowacja, informacje dotyczące rynku dnia bieżącego wymiany międzysystemowej dla tego przekroju publikowane są na platformie ENTSO-E przez CEPS a.s. pełniącego funkcję Biura Alokacji na tym przekroju.

Natomiast od 8 czerwca 2022 r., wraz z wdrożeniem projektu „Core Flow-based Market Coupling”, na platformie ENTSO-E dostosowano zakres publikowanych informacji dotyczących Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core. Od 29 listopada 2022 r., wraz z dołączeniem Słowacji do mechanizmu Single Intraday Coupling (SIDC – uprzednio znany jako XBID), na platformie ENTSO-E rozpoczęto publikowanie zdolności przesyłowych udostępnianych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Bieżącego na przekroju Polska-Słowacja. Jednocześnie zaprzestano publikowania informacji dotyczących rynku dnia bieżącego wymiany międzysystemowej dla przekroju Polska-Słowacja realizowanego przez CEPS a.s., który historycznie pełnił funkcję Biura Alokacji dla aukcji typu *explicit* na tym przekroju.

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 omawianym okresie, w ramach realizowanego przez ENTSO-E projektu wdrożenia nowej architektury, kontynuowano prace nad poprawą wydajności i niezawodności infrastruktury informatycznej wykorzystywanej przez platformę ENTSO-E. Projekt ma na celu zapewnienie skalowalności rozwiązania dla potrzeb publikacji danych z europejskich platform bilansujących. Zaprojektowane rozwiązanie bazuje na równoległym przetwarzaniu danych z wykorzystaniem chmury danych. Termin wdrożenia produkcyjnego nowego interfejsu użytkownika platformy ENTSO-E został dostosowany do harmonogramu prac związanych z wdrożeniem nowej architektury – planowane zakończenie prac przewidziane jest w trzecim kwartale 2023 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.

⁷⁾ <http://transparency.entsoe.eu>

W latach 2021–2022 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 zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie 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 2040 roku”⁸⁾ – 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. PEP 2040 wprowadzi Polskę na ścieżkę dążenia do gospodarki niskoemisyjnej, poprzez realizację sprawiedliwej transformacji energetycznej, rozwój OZE, poprawę efektywności energetycznej oraz poprawę jakości powietrza. Przywołany powyżej dokument obowiązywał w latach 2021–2022 i wytyczał kierunki dla poprawy sytuacji odbiorców paliw i energii w zakresie dostaw

⁸⁾ Rada Ministrów zatwierdziła 2 lutego 2021 r. „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.” jako nowy dokument strategiczny, wyznaczający kierunki rozwoju dla tego sektora (dalej: „PEP 2040”). PEP 2040 zastąpiła także Strategię „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.”.

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 2040 na oddziaływanie impulsów regulacyjnych w okresie 2021–2022 zostało poddane ciągłemu monitoringowi i ocenie w ramach złożonego modelu, poprzez determinanty takie jak: zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdywersyfikowania 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 skoordynowanej 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 2021–2022, 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 systemie krajowym elektroenergetycznym

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 skoordynowanej 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.

Według danych na koniec 2022 r., operator systemu przesyłowego dysponował następującą strukturą mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych.

Tabela 27. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych w latach 2021–2022

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]			Moc osiągalna [MW]		
	2021	2022	dynamika zmiany (r/r)	2021	2022	dynamika zmiany (r/r)
Moc zainstalowana elektrowni krajowych	53 656	60 446	12,65%	54 382	59 578	9,55%
w elektrowniach zawodowych	38 570	38 868	0,77%	38 877	38 787	-0,23%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 380	2 421	1,74%	2 501	2 501	-0,02%
w elektrowniach zawodowych ciepłych	36 190	36 446	0,71%	36 375	36 286	-0,24%
na węglu kamiennym	24 611	24 897	1,16%	24 792	24 703	-0,36%
na węglu brunatnym	8 262	8 262	0,00%	8 327	8 327	0,00%
gazowych	3 317	3 288	-0,89%	3 256	3 256	0,01%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	15 086	21 578	43,04%	15 505	20 791	34,09%
w elektrowniach przemysłowych	0	0		0	0	
Moc zainstalowana w JWCD	27 850	27 129	-2,59%	28 190	28 176	-0,05%
Moc zainstalowana w nJWCD	25 806	33 317	29,10%	26 192	31 402	19,89%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Nawiązując do powyższych danych (na koniec 2022 r.), należy stwierdzić, że moc zainstalowana w KSE wyniosła 60 446 MW, a moc osiągalna – 59 578 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 12,65 proc. oraz o 9,55 proc. w stosunku do 2021 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 389,0 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 27 296,2 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 1,20 proc. oraz 1,16 proc. w stosunku do danych z roku bezpośrednio poprzedzającego. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2022 r. miała nadal tendencję spadkową i wyniosła 51,8 proc. (spadek o 5,8 punktów procentowych w stosunku do 2021 r.). Elektrownie pozostające w dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego posiadały 45 proc. udziału w mocy zainstalowanej w KSE. Moc osiągalna JWCD zmniejszyła się, w stosunku do 2021 r., o 14 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2022 r. zwiększyła się zauważalnie, bo aż o 5 210 MW w porównaniu z 2021 r.

Tendencja wzrostowa w 2022 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 43,04 proc. oraz mocy osiągalnej o 34,09 proc.

Tendencja bez zmian wystąpiła w segmencie elektrowni zawodowych ciepłych zasilanych węglem brunatnym, odnotowując identyczne wielkości jak w 2021 r. dotyczące mocy zainstalowanej oraz mocy osiągalnej.

Natomiast w 2022 r., w segmencie elektrowni zawodowych ciepłych zasilanych węglem kamiennym, odnotowano wzrost o 1,16 proc. dotyczący mocy zainstalowanej oraz spadek o 0,36 proc. dotyczący mocy osiągalnej.

Przeciwna sytuacja wystąpiła w segmencie źródeł zawodowych ciepłych zasilanych gazem, odnotowując spadek o 0,89 proc. dotyczący mocy zainstalowanej oraz nieznaczny wzrost o 0,01 proc. dotyczący mocy osiągalnej.

Tabela 28. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2022 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego dnia roboczego)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2021	2022	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	50 714,6	57 357,5	13,10%
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	29 197,4	29 696,9	1,71%
Zapotrzebowanie na moc	23 673,0	23 389,0	-1,20%
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	27 617,2	27 296,2	-1,16%
	12 lutego 2021 r.	16 grudnia 2022 r.	
	godz. 10:45	godz. 12:00	

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2021	2022	dynamika zmiany (r/r)
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	4 257,20	2 994,50	-29,66%
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	12 132,70	12 287,40	1,28%
	6 czerwca 2021 r. godz. 05:00	26 grudnia 2022 r. godz. 03:30	
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	13 620,70	10 690,10	-21,52%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

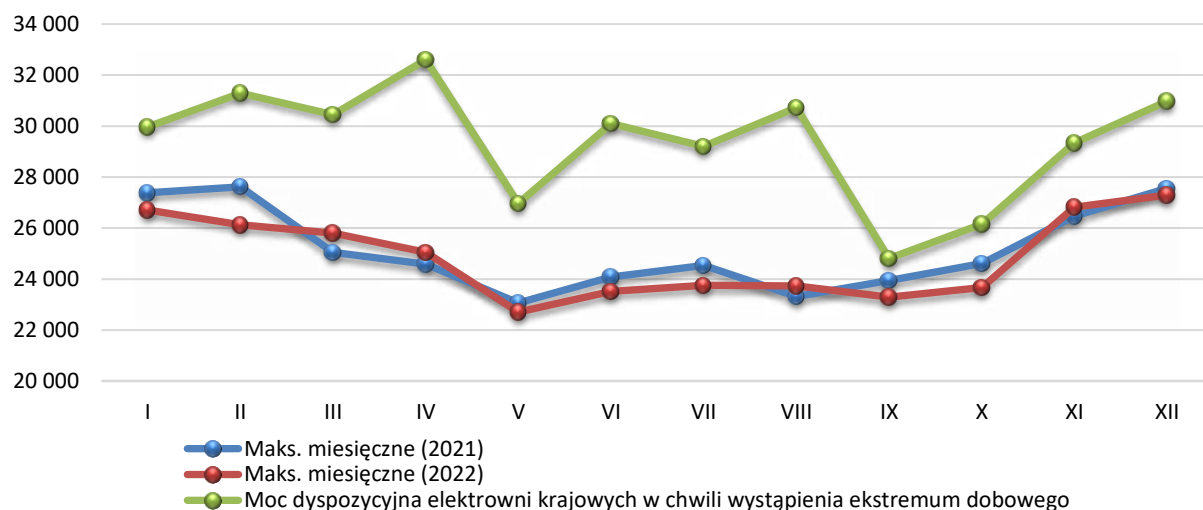
Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się w 2022 r. na poziomie 23 389,0 MW, co oznacza wartość niższą w stosunku do 2021 r. o 1,20 proc. Natomiast maksymalne zapotrzebowanie na moc wynosiło 27 296,2 MW, co oznacza roczny spadek o 1,16 proc.

Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

W 2022 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 23 389 MW, co stanowiło spadek o ok. 1,20 proc. w stosunku do 2021 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 27 296,2 MW, co stanowi spadek o ok. 1,16 proc. w stosunku do roku poprzedniego.

Na poniższym rysunku odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2022 r. w porównaniu z referencyjnymi wielkościami sprzed roku. Dodatkowo zaprezentowano wielkość mocy dyspozycyjnej dla OSP odpowiadającej chwili wystąpienia w danym miesiącu dziennego ekstremum.

Rysunek 14. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2021–2022 [MW]

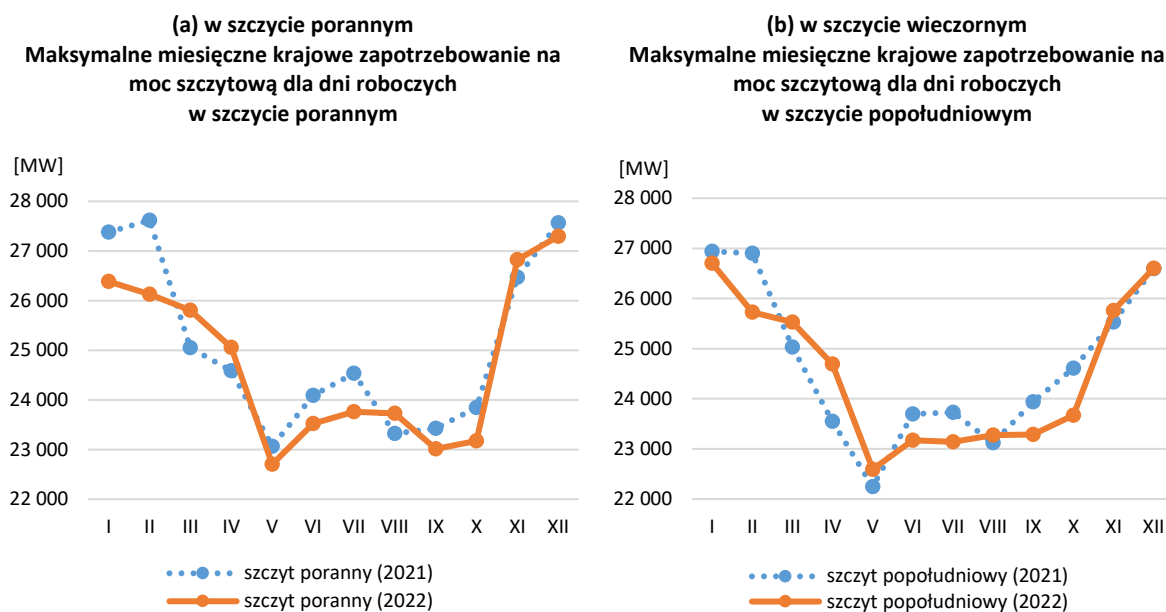


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego rysunku, zapotrzebowanie na moc szczytową było przez większość miesięcy 2022 r. na poziomie niższym niż rok wcześniej.

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

Rysunek 15. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w wartościach odpowiadających ekstremum zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2022 r. w odniesieniu do 2021 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 2021 r., nastąpił w: styczniu, lutym, czerwcu, sierpniu, wrześniu i październiku 2022 r. oraz dodatkowo w szczycie porannym w maju i grudniu.

Przypomnieć należy, że 12 lutego 2021 r. miało miejsce największe w historii KSE zapotrzebowanie na moc w wysokości 27 617,2 MW (w szczycie porannym).

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2022 r. w Polsce zostało wyprodukowane 175 157 GWh energii elektrycznej tj. o 1 574 GWh więcej w porównaniu z rokiem poprzednim, co stanowiło nieznaczny wzrost produkcji tej energii r/r wynoszący o 0,91 proc. Zużycie energii elektrycznej w kraju było na niższym poziomie w porównaniu z rokiem poprzednim i wyniosło 173 479 GWh, co daje spadek o 0,53 proc., zgodnie z zestawieniem zaprezentowanym w tabeli poniżej.

Tabela 29. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2021–2022

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2021	2022	dynamika	2021	2022
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	173 583	175 157	0,91%	100,00	100,00
w elektrowniach zawodowych	154 599	147 556	-4,56%	89,06	84,24
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 830	2 815	-0,53%	1,63	1,61
w elektrowniach zawodowych ciepłych	151 769	144 741	-4,63%	87,43	82,63
na węglu kamiennym	93 037	87 761	-5,67%	53,60	50,10
na węglu brunatnym	45 367	46 978	3,55%	26,14	26,82
gazowych	13 366	10 002	-25,17%	7,70	5,71
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	18 984	27 602	45,40%	10,94	15,76
w elektrowniach przemysłowych	0	0		0,00	0,00
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	174 402	173 479	-0,53%	-	-

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2022 r. należy zwrócić uwagę, że w przeciwieństwie do roku wcześniejszego, produkcja energii elektrycznej pokryła krajowe zużycie energii. Dominujący wolumen, bo aż 84,24 proc. wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 82,63 proc. energii, a jedynie 1,61 proc. z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu był zerowy.

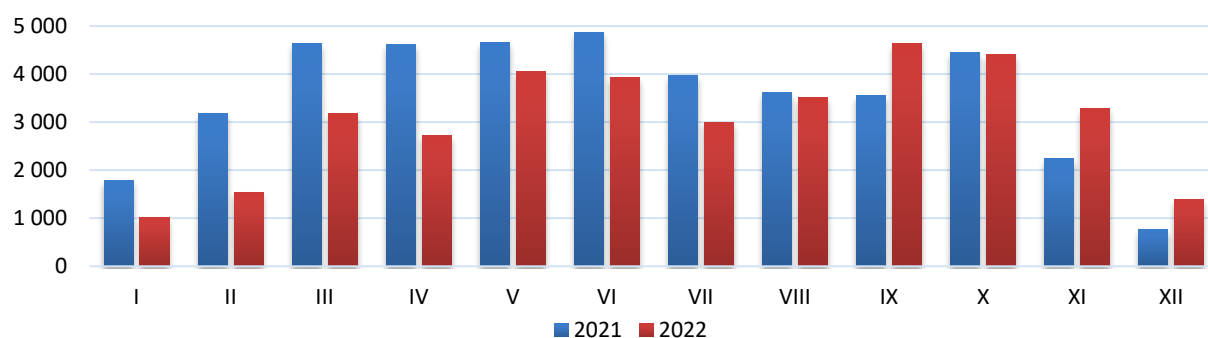
Jako, że najważniejsza grupa elektrowni ciepłych zawodowych wygenerowała nieco mniej energii niż rok wcześniej (spadek o 4,63 proc.), to na uwagę zasługuje znaczne zmniejszenie produkcji w podsegmencie wytwórców w oparciu o paliwa gazowe (spadek produkcji energii o 25,17 proc.). Nieznaczny spadek produkcji energii elektrycznej (co do wolumenu) miał natomiast miejsce w podsegmencie wytwórców w oparciu o węgiel kamienny (o 5,67 proc.). Mały wzrost odnotowano natomiast w podsegmencie wytwórców opartych o węgiel brunatny (o 3,55 proc.).

Na szczególną uwagę zasługuje dalszy i znaczący wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE (o 45,40 proc.).

Monitorowanie ubytków

Na poniższych rysunkach zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD odpowiadające dobowym szczytom obciążenia dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2021 r. i 2022 r.

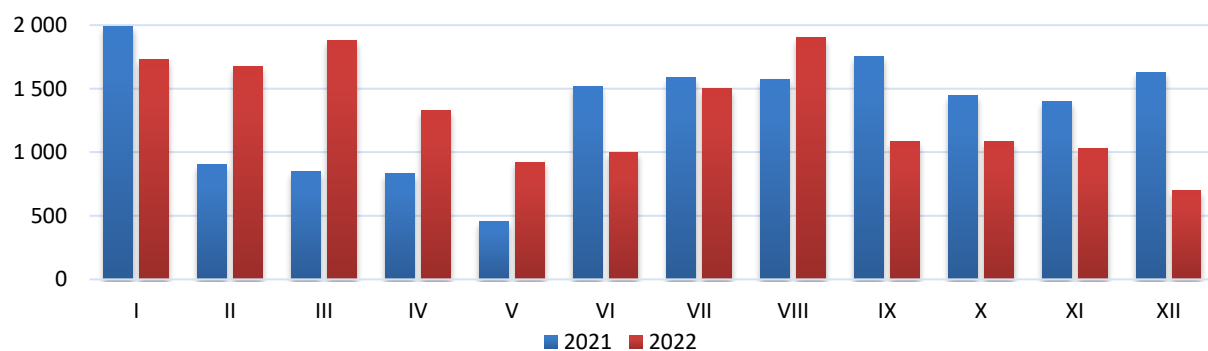
Rysunek 16. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2022 r. (z wyłączeniem miesięcy: wrzesień, listopad i grudzień) kształtowały się na średnich poziomach poniżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2021 r.

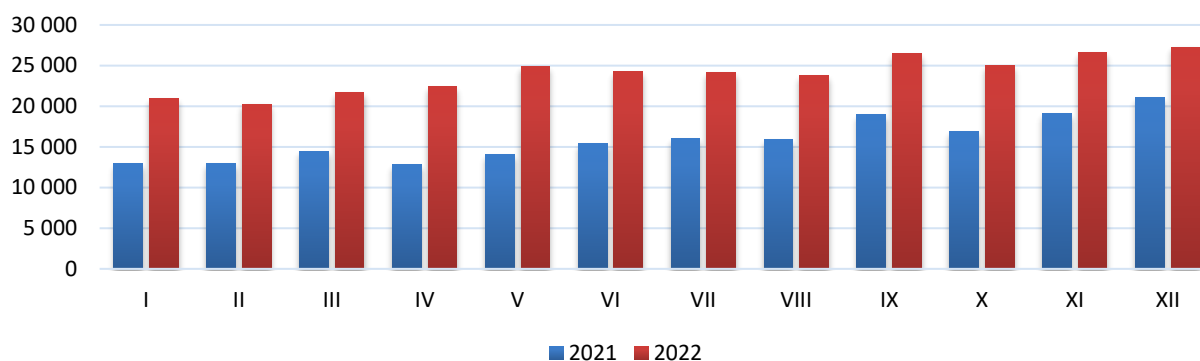
Rysunek 17. Ubytki spowodowane awariami [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w 2022 r. ukształtowały się na średnim poziomie znacznie wyższym w okresie luty – maj oraz sierpień niż w 2021 r., przy zmiennej tendencji w pozostałych miesiącach roku.

Rysunek 18. Ubytki pozostałe, z uwzględnieniem m.in. eksploatacyjnych oraz spowodowanych warunkami pracy sieci [MW]



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 zauważalnie wyższym poziomie w ciągu całego 2022 r. niż w analogicznym okresie rok wcześniej.

Monitorowanie awarii sieciowych

W 2021 r. w KSE miała miejsce jedna awaria systemowa, nie skutkująca ograniczeniami odbiorców. 17 maja 2021 o godz. 16:34 miało miejsce zwarcie na fazie L2 w polu linii 400 kV Ołtarzew w SE Rogowiec. Miejsce zwarcia nie zostało skutecznie wyizolowane przez elektroenergetyczną zabezpieczeniową automatykę eliminacyjną i zakłócenie rozszerzyło się na rozdzielnię 400 kV i rozdzielnię 220 kV w SE Rogowiec. Konsekwencją było samoczynne wyłączenie wyłączników linii blokowych do El. Bełchatów w tych rozdzielniach. W efekcie nastąpiło odstawienie 10 bloków w El. Bełchatów, co było równoznaczne z utratą mocy w KSE w wysokości 3 322 MW netto (3 556 MW generacji brutto) oraz taką zmianą rozpiętości w sieci przesyłowej, że niektóre jej elementy uległy przeciążeniu, a na innych kryterium bezpieczeństwa sieci n-1 nie było spełnione. Stworzyło to realne zagrożenie dla funkcjonowania KSE. Usunięcie tego zagrożenia polegało na szybkim przeprowadzeniu dwóch rodzajów działań dyspozytorskich (równocześnie):

- odbudowie utraconej generacji,
- zlikwidowaniu przeciążeń w sieci przesyłowej i spełnieniu kryterium niezawodnościowego n-1.

W dniach 17-19 lutego 2022 r. w KSE miały miejsce zdarzenia awaryjne spowodowane przechodzącym Orkanem Dudley. Począwszy od 17 lutego 2022 r. występowały wyłączenia awaryjne zarówno w sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej spowodowane silnymi wiatrami przechodzącymi przez obszar Polski. Ograniczenia odbiorców spowodowane warunkami atmosferycznymi w tym okresie mają odzwierciedlenie w poniższej tabeli.

Tabela 30. Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w poszczególnych w miesiącach 2022 r. [MWh]

Wyszczególnienie	Miesiące											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	0	0	0	0	45	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	13 847	39 351	7	4 965	465	107	1 571	59	108	0	2	742
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	13 436	37 088	0	4 638	367	67	1 475	45	101	0	0	617
Razem ograniczenia dostaw	13 847	39 351	7	4 965	465	107	1 571	59	153	0	2	742

Źródło: PSE SA.

Wynikłe z tego powodu ograniczenia odbiorców TAURON Dystrybucja S.A. Oddział Gliwice w wielkości 9,4 MW, w godz. 15:31 – 20:20 (łącznie 45 MWh), zostały zakwalifikowane jako „Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej”, ze względu na podział właścicielski elementów sieci dystrybucyjnej 110 kV na tym ciągu.

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 skrótowne zestawienie najbardziej znaczących awarii sieciowych z obszarów działalności poszczególnych OSD, według relacji stron.

✓ Stoen Operator Sp. z o.o.

W 2021 r. na obszarze jego działania nie wystąpiły rozległe awarie o charakterze katastrofalnym, natomiast w związku z dużą liczbą prowadzonych prac ziemnych i budów na terenie Warszawy odnotowano nadal dużą liczbę awarii spowodowanych uszkodzeniami mechanicznymi kabli nN oraz SN.

W całym 2021 r. suma niedostarczonej energia elektryczna wynosiła 419 751 kWh, z czego 331 468 kWh stanowiły przerwy na WN i SN oraz 88 283 kWh przerwy na nN.

Wszystkie skutki awarii były usuwane na bieżąco przez służby techniczne Stoen Operator w systemie całodobowym.

Natomiast w 2022 r. głównym powodem przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci OSD były awarie linii kablowych SN i nN, których przyczyną w znacznym stopniu była działalność podmiotów trzecich, niezależnych od spółki (m.in. uszkodzenia sprzętem zmechanizowanym podczas usuwania awarii sieci miejskiej innych gestorów – np. sieci ciepłowniczej, wodnej, gazowej lub telekomunikacyjnej, uszkodzenia pojazdami mechanicznymi spowodowane w trakcie prowadzenia prac budowlanych w sąsiedztwie infrastruktury energetycznej).

Wpływ podmiotów trzecich na awaryjność sieci OSD, według Stoen Operator Sp. z o.o., obrazują statystyki wskazujące, że w 2022 r. ok. 30 proc. wszystkich uszkodzeń linii kablowych SN i 21 proc. linii kablowych nN spowodowanych było działaniami tych podmiotów.

Jako pozostałe przyczyny występowania awarii sieciowych spółka wskazała m.in.: działanie żywiołów atmosferycznych (porywisty wiatr, intensywne opady, oblodzenie, śnieg, wyładowania atmosferyczne), czynniki zewnętrzne (zwarcia wywołane przez zwierzęta lub zbliżone gałęzie drzew – zaobserwowana została w ostatnich latach zwiększona szybkość przyrostu roślinności), błędna obsługa urządzeń należących do Klientów Stoen Operator, pogorszenie parametrów technicznych urządzeń związane z ich długim okresem użytkowania, błędy wykonawcze i niedostateczna jakość dostarczanych przez dostawców urządzeń.

Odwołując się do statystyk, spółka poinformowała, że przy porównaniu awaryjności w zakresie rok do roku, otrzymała wynik wskazujący, że w 2022 r. wystąpił 8 proc. wzrost awaryjności linii kablowych SN oraz 11 proc. spadek awaryjności linii kablowych nN.

W odniesieniu do dużo mniejszej długości, w stosunku do linii kablowych, eksploatowanych linii napowietrznych statystyki wskazują, że przy porównaniu awaryjności w zakresie rok do roku, spółka otrzymała wynik wskazujący, że za rok 2022 wystąpił 15 proc. spadek awaryjności linii napowietrznych SN oraz 8,1 proc. wzrost awaryjności linii napowietrznych nN.

Stoen Operator Sp. z o.o. wskazała, że awarie linii napowietrznych SN i nN przy stabilnych warunkach atmosferycznych mają mniejszy wpływ na przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci OSD. Niestety, z początkiem 2022 r. na terenie całej Polski (w tym Warszawy) nastąpiły silne, nieprzewidywalne zjawiska atmosferyczne, które spowodowały szereg uszkodzeń linii napowietrznych nN, SN i WN oraz związane z tym przerwy w dostawie energii elektrycznej.

Powyżej przywołane zjawiska atmosferyczne spowodowały niespotykany w Stoen Operator wzrost awaryjności linii napowietrznych. Przeprowadzona przez spółkę analiza wskazuje, że przy porównaniu awaryjności liczonej rok do roku, dla 2022 r. wystąpił wzrost awaryjności linii napowietrznych SN o 55 proc. oraz linii napowietrznych nN o 40 proc.

Przeprowadzona przez spółkę kalkulacja awaryjności rok do roku z wyłączeniem awarii spowodowanych nagłymi zjawiskami atmosferycznymi wskazuje, że w 2022 r. wystąpił 21 proc. spadek awaryjności linii napowietrznych SN oraz 7 proc. spadek awaryjności linii napowietrznych nN.

Wskazane anomalie pogodowe w lutym 2022 r. spowodowały również uszkodzenie linii napowietrznych WN, w tym słupa linii 110 kV.

Ponadto w pozostałej części roku doszło do m.in.:

- uszkodzenia kabla energetycznego WN przez osoby trzecie,
- uszkodzenia głowicy kablowej WN spowodowanego błędnym montażem/wadą materiałową,
- zerwania przewodu linii napowietrznej WN przez osoby trzecie.

Dzięki wysokiej sprawności działania zastosowanych urządzeń automatyki zabezpieczeniowej, awarie te nie spowodowały przerw w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców.

19 lutego 2022 r. na obszarze działania Stoen Operator wystąpiła jedna rozległa awaria katastrofalna. Skutki i likwidacja awarii trwała do 21 lutego. Ekstremalne warunki pogodowe (wichury), spowodowały wyłączenia na poziomie wszystkich napięć i na terenie całej Warszawy. Utrzymywały się one przez kolejne dwa dni i w znacznym stopniu ograniczały możliwości prowadzenia docelowych napraw uszkodzonych urządzeń. W punkcie kulminacyjnym zdarzenia, 19 lutego o godzinie 13:30, na terenie działania Operatora dostaw energii elektrycznej pozbawionych było 67 tys. klientów, 448 stacji SN/nN, a łącznie w ciągu trzech dni skutkami przerw w dostawie energii zostało objętych 100 tys. klientów i 668 stacji SN/nN. Zrealizowano też 579 zgłoszeń dotyczących awarii.

W związku z dużą liczbą prowadzonych prac ziemnych i budów na terenie Warszawy, Stoen Operator Sp. z o.o. wskazała, że nadal odnotowuje dużą liczbę awarii dotyczącą uszkodzeń mechanicznych kabli nN i SN wywołanych przez podmioty trzecie.

W całym 2022 r. suma niedostarczonej energii elektrycznej wynosiła 664 194 kWh, z czego 532 838 kWh stanowiły przerwy na WN i SN oraz 131 356 kWh przerwy na nN. Wszystkie skutki awarii były usuwane na bieżąco przez służby techniczne Stoen Operator Sp. z o.o. w systemie całodobowym.

✓ ENEA Operator Sp. z o.o.

W 2021 r. wystąpiły 143 zdarzenia w sieci WN, 26 297 zdarzeń w sieci SN oraz 31 223 zdarzenia w sieci nN. W porównaniu do roku poprzedniego, rok 2021 charakteryzował się występowaniem podobnej liczby 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.

Najczęstszymi przyczynami awarii sieciowych, oprócz tych spowodowanych złymi warunkami atmosferycznymi, są: przepalone bezpieczniki, uszkodzone kable średniego i niskiego napięcia, zmęczenie/starzenie się materiału, zbliżenie drzew – gałęzi przeważnie w przypadku linii napowietrznych średniego i niskiego napięcia, wypadki drogowe oraz ptaki i zwierzęta.

Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w 2021 r. dla spółki wynosiła ok. 5 089 MWh.

W styczniu i lutym 2022 r. na terenie spółki miały miejsce awarie masowe, które spowodowane były ekstremalnymi zjawiskami pogodowymi. W okresie 17-18 stycznia 2022 r. przez teren ENEA Operator przeszły silne porywy wiatru powodujące liczne awarie, które w kulminacyjnym momencie powodowały przerwy w zasilaniu dla blisko 76 tys. odbiorców. W okresie 29 stycznia – 1 lutego 2022 r. przerwy w dostawie energii elektrycznej na terenie ENEA Operator spowodowane były orkanem Nadia – w kulminacyjnym momencie ok. 181 tys. odbiorców spółki było bez zasilania. Największe awarie masowe w spółce odnotowano w okresie 17-23 luty 2022 r., gdzie w szczytowym momencie ok. 546 tys. odbiorców pozbawionych było zasilania.

Tabela 31. Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii sieci dystrybucyjnej dla ENEA Operator w 2022 r.

Poziom napięcia	Liczba zdarzeń
Sieć WN	304
Sieć SN	33 823
Sieć nN	2 177

Źródło: ENEA Operator Sp. z o.o.

Przyczyną tak rozległych awarii, przerw w zasilaniu (w tym licznych przerw katastrofalnych), był orkan Dudley i Eunice. Spółki nie ominęły też zjawiska pogodowe o charakterze lokalnym. W dniu 8 września 2022 r., w Gorzowie Wielkopolskim wystąpiła gwałtowna burza, której opad spowodował powódź błyskawiczną obszaru. W wyniku tej powodzi zalane zostały stacje transformatorowe SN/nN, co spowodowało przerwy w zasilaniu dla odbiorców z Gorzowa Wielkopolskiego.

ENEA Operator Sp. z o.o. poinformowała dodatkowo, że prowadząc eksploatację elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej zaobserwowała, że najczęstszymi przyczynami awarii są niekorzystne warunki atmosferyczne takie jak: burze, orkany

i wichury powodujące zerwanie przewodów linii napowietrznych oraz uszkodzenie konstrukcji wsporczych tych linii. Ponadto często spotykanymi przyczynami awarii sieciowych są uszkodzone kable niskiego napięcia, zmęczenie/starzenie się materiału, zbliżenie drzew – gałęzi do urządzeń, wypadki drogowe, działanie osób postronnych oraz ptaki i inne zwierzęta.

W celu jak najszybszego przywrócenia zasilania, jednostki i komórki organizacyjne ENEA Operator w swoim zakresie działania są przygotowane do realizacji zadań związanych z usuwaniem skutków awarii. Na bieżąco z wykorzystaniem sześciu systemów dyspozytorskich SCADA (umożliwiających pomiar istotnych wartości i sterowanie urządzeniami w czasie rzeczywistym) monitorowany jest stan sieci w spółce. W celu pełnej gotowości do podjęcia działań związanych z usuwaniem awarii prowadzone są w sposób ciągły dyżury przez osoby dozoru technicznego i zespoły elektromonterów na terenie działania całej spółki. Zespoły te składają się z wykwalifikowanych pracowników mających zapewniony dostęp do sprzętu i materiałów do usuwania skutków awarii. W przypadku wystąpienia zdarzeń awaryjnych, służby eksploatacji we współpracy ze służbami ruchu niezwłocznie przystępują do:

- zlokalizowania miejsca uszkodzenia,
- odłączenia uszkodzonego fragmentu sieci i w miarę możliwości drugostronnego zasilania odbiorców energii elektrycznej,
- określenia zakresu uszkodzeń powstałych w sieci elektroenergetycznej,
- określenia zakresu niezbędnej współpracy z innymi służbami (Straż Pożarna, Policja, itp.),
- określenia zapotrzebowania m.in. na materiały, sprzęt oraz liczby pracowników niezbędnych do usunięcia awarii i ewentualnego wsparcia przez firmy zewnętrzne,
- naprawy lub wymiany uszkodzonego elementu sieci i przywróceniu zasilania odbiorcom.

ENEA Operator Sp. z o.o. podkreśla, że w spółce sukcesywnie prowadzona jest standaryzacja sieci dystrybucyjnej, w ramach której ujednolicane są stosowane rozwiązania techniczne, materiały, urządzenia wchodzące w skład sieci dystrybucyjnej, co przyczynia się do skrócenia przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców.

Natomiast w sytuacji awarii masowych, uruchamiane są Procedury Awaryjne będące częścią Planu Ciągłości Działania ENEA Operator, w ramach których – zależnie od wielkości obszaru dotkniętego awarią – powoływane są Zespoły Awaryjne Rejonu Dystrybucji i Oddziału Dystrybucji. W przypadku awarii masowej, obejmującej znaczny obszar spółki, powoływany jest Sztab Kryzysowy na szczeblu Zarządu spółki. Zarówno Zespoły Awaryjne, jak i Sztab Kryzysowy, prowadzą m.in.: stałą kontrolę i analizę skutków awarii i podejmowanych działań, na podstawie których określają środki konieczne do likwidacji awarii, koordynują dostawy materiałów i środków transportu, podejmują decyzję o liczbie i zaangażowaniu brygad niezbędnych do lokalizacji, rozpoznania i likwidacji skutków awarii.

Szacunkowa ilość niedostarczonej energii elektrycznej z powodu przerw w zasilaniu w 2022 r. wyniosła ok. 20 978 MWh (w tym: z powodu przerw planowanych – 2 096 MWh, z powodu przerw nieplanowanych – 18 882 MWh).

✓ **ENERGA-OPERATOR S.A.**

W 2021 r. w sieci dystrybucyjnej 110 kV odnotowano 440 zdarzenia, które spowodowały wyłączenia poszczególnych jej elementów. W zdecydowanej większości (294 przypadki) były to zdarzenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową (samoczynne ponowne załączenie). Spośród wszystkich wyłączeń, w 22 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 51 przypadkach przyczyną wyłączeń były drzewa, powodujące zwarcia i sporadycznie trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. W 60 przypadkach awaryjne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców (wyłączenia przemijające 11 szt., krótkie 6 szt., długie 40 szt. i bardzo długie 3 szt.).

Natomiast w sieci dystrybucyjnej SN i nN tego operatora odnotowano zaistnienie:

- 13 209⁹⁾ zdarzeń awaryjnych w sieci SN, skutkujących niedostarczeniem ok. 4 663 753 kWh energii elektrycznej,
- 56 635 zdarzeń awaryjnych w sieci nN, skutkujących niedostarczeniem ok. 861 414 kWh energii elektrycznej.

Głównymi przyczynami powstania awarii w sieci SN i nN w 2021 r. na terenie spółki były: upadek drzew i gałęzi na linie wskutek działania silnych wiatrów huraganowych, zużycie eksploatacyjne elementów sieci, gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny, porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne), ptaki i zwierzęta, działanie osób postronnych oraz zakłócenia u odbiorców. Najważniejszymi pracami przy usuwaniu awarii były naprawy uszkodzonych/wymiana zużytych elementów sieci oraz usuwanie drzew z linii powalonych wskutek działania silnych wiatrów huraganowych. W celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń swoich odbiorców, operator kontynuował szereg prowadzonych wcześniej działań mających na celu – w głównej mierze – wzmocnienie odporności sieci na anomalie pogodowe oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii, w tym m.in.:

- wymianę przewodów gołych na linie kablowe lub izolowane w sieci SN i nN,
- automatyzację sieci SN (instalowanie rozłączników z telesterowaniem w liniach napowietrznych SN oraz rozdzielnic zdalnie sterowanych w stacjach wewnątrzowych SN/nN),
- zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN poprzez budowę nowych powiązań w celu umożliwienia drugostronnego zasilania odbiorców oraz budowę nowych stacji SN/nN i skracanie obwodów nN,
- budowę nowych i modernizację istniejących stacji WN/SN oraz wymianę transformatorów 110/15 kV,

⁹⁾ ENERGA-OPERATOR S.A. wyjaśniła, że dla sieci SN w wielu przypadkach awarie powodują przerwy i wyłączenia odbiorców na obszarze większym niż jedno województwo. Uwzględniając, że podana powyżej liczba awarii jest sumą liczby przerw, które dotknęły poszczególne województwa, spółka wskazała, że łączna liczba zdarzeń zsumowana z województw jest większa niż faktyczna liczba zaistniałych awarii na całym obszarze jej działania.

- wymianę awaryjnych kabli SN w izolacji z polietylenu termoplastycznego na kable w izolacji z polietylenu usieciowanego oraz awaryjnych kabli nN,
- rozwój systemów dyspozytorskich (zwiększenie obserwowalności sieci, poprawa skuteczności i szybkości przełączeń w sieci),
- rozwój łączności trunkingowej (istotne zwiększenie niezawodności w sterowaniu łącznikami w sieci),
- prowadzenie cyklicznych wycinek drzew i krzewów wzdłuż i pod liniami elektroenergetycznymi¹⁰⁾.

W 2022 r. w spółce odnotowano 516 zdarzeń WN, skutkujących wyłączeniami różnych elementów sieci elektroenergetycznej. W zdecydowanej większości (207 szt.) były to zdarzenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową działającą w cyklu SPZ-WZ (Samoczynne Ponowne Załączenie). W 170 przypadkach przyczyną wyłączeń były gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne) oraz upadające pod wpływem wiatrów huraganowych drzewa i gałęzie, powodujące zwarcia i sporadycznie trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. Spośród wszystkich wyłączeń, w 11 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 84 przypadkach awaryjne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców (wyłączenia przemijające 6 szt., krótkie 4 szt., długie 60 szt., bardzo długie 8 szt. i katastrofalne 6 szt.).

ENERGA-OPERATOR S.A. poinformowała, że w latach 2021–2022 odnotowała istotny wzrost, w porównaniu do lat poprzednich, niesprzyjających warunków atmosferycznych charakteryzujących się m.in. wiatrami huraganowymi i wyładowaniami atmosferycznymi. Zwiększona częstość występowania anomalii pogodowych, jak i różnorodność zjawisk pogodowych, skutkowało wystąpieniem zwiększonej liczby i rozległości awarii, w tym katastrofalnych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców.

Najgorsze w skutkach były anomalie pogodowe, które wystąpiły w pierwszych miesiącach 2022 r. Huraganowe wiatry o prędkościach dochodzących do 120 km/h, wywołane m.in. niżami: Nadia, Xandria, Ylenia (Dudley), Eunice, Antonia (Franklin) powodowały m.in. upadek drzew i gałęzi na linie, co skutkowało licznymi i poważnymi uszkodzeniami sieci elektroenergetycznej spółki na wszystkich poziomach napięcia.

Usuwanie awarii, naprawy sieci elektroenergetycznej oraz procesy eksploatacyjne w ENERGA-OPERATOR S.A. realizowane są przez sześć oddziałów z siedzibami w: Gdańsku, Kaliszu, Koszalinie, Olsztynie, Płocku i Toruniu.

Jako dodatkowe wsparcie w przypadku wystąpienia zwiększonej liczby zdarzeń awaryjnych, w celu ograniczenia czasów niezasilania odbiorców, spółka korzysta z firm zewnętrznych z branży elektroenergetycznej oraz zajmujących się wycinkami, z którymi ma zawarte Porozumienia w zakresie gotowości do współpracy przy usuwaniu awarii w sieci elektroenergetycznej ENERGA-OPERATOR S.A.

W zakresie linii napowietrznych WN (110 kV), które są kluczowymi elementami sieci zapewniającymi ciągłość świadczenia usługi dystrybucyjnej, spółka zawarła dedykowane umowy ze specjalistycznymi podmiotami, obejmujące gotowość do rozpoczęcia naprawy na wypadek wystąpienia awarii w określonym minimalnym czasie.

Na każde zaistniałe wyłączenie awaryjne ENERGA-OPERATOR S.A. reagowała bez zbędnej zwłoki. Poprzez system SCADA na GPZ-ach, stacjach SN/nN z telesterowaniem oraz w głębi sieci SN za pomocą łączników z telesterowaniem odbywały się zdalne przełączenia sieci w celu zminimalizowania liczby wyłączonych odbiorców.

Operator zwraca uwagę, że priorytetyzacja kolejności lokalizacji i usuwania awarii/uszkodzeń, uszeregowana jest w spółce według poziomu napięcia sieci: WN, SN i nN. Taki sposób realizacji napraw pozwala na jak najszybsze przywracanie napięcia jednocześnie dużym grupom odbiorców.

Spółka poinformowała, że od początku 2022 r. anomalie pogodowe, w tym w szczególności wichury, kilkakrotnie powodowały katastrofalne zniszczenia sieci elektroenergetycznej ENERGA-OPERATOR S.A., pozbawiając dostaw energii elektrycznej do znacznej części odbiorców.

¹⁰⁾ Takie same działania prowadzone były także w 2022 r.

Istotną przeszkodą w usuwaniu awarii były bardzo trudne warunki atmosferyczne i terenowe: wiatry huraganowe, śnieżyce, obfite opady deszczu, powalone drzewa oraz rozmokły grunt, które wydłużały czas dojazdu do miejsc uszkodzeń sieci, jak również utrudniały operowanie ciężkim sprzętem podczas prowadzenia prac naprawczych. Część prac wykonywana była w terenach leśnych, gdzie porywiste podmychy wicher, łamiące gałęzie i całe drzewa, stwarzały zagrożenie dla życia i zdrowia elektromonterów. Z tego powodu część prac musiała zostać wstrzymana do czasu zmniejszenia się siły żywiołu. W wielu miejscach drogi dojazdowe zatarasowane były przez przewrócone drzewa, które trzeba było usunąć przed dotarciem na miejsce awarii. Padające przez wiele dni deszcze uczyniły teren podmokłym, a w wielu miejscach wręcz bagnistym, co wymagało budowy tymczasowych dróg dojazdowych, żeby dostać się w miejsce awarii z ciężkim sprzętem naprawczym. Tam, gdzie to było możliwe, elektromonterzy przenosili sprzęt na piechotę, aby jak najszybciej usunąć awarię i przywrócić zasilanie. Oprócz pracowników ENERGA-OPERATOR S.A., pracowników spółek z grupy kapitałowej: ENERGA Operator Wykonawstwo Elektroenergetyczne Sp. z o.o., ENERGA Logistyka Sp. z o.o. (która zabezpiecza dostępność niezbędnych materiałów elektroenergetycznych w ramach zawartych umów) oraz wykonawców zewnętrznych, w usuwanie awarii zaangażowały się również służby mundurowe: wojsko czy straż pożarna oraz służby samorządowe.

W spółce wdrażane są również rozwiązania z zakresu sieci inteligentnych zwiększające możliwości nadzoru nad siecią i umożliwiające zdalną kontrolę jej pracy, jak np. współfinansowany ze środków UE projekt Smart Grid, w ramach którego powstaje kompleksowy system zarządzania siecią średnich napięć obejmujący cały obszar działania spółki. Zastosowane w nim rozwiązania teleinformatyczne pozwolą znacznie ograniczyć zasięg i czas usuwania awarii.

Spółka poinformowała, że w celu zapewnienia sprawnego usuwania awarii masowych, jakie zdarzają się w jej sieci dystrybucyjnej, konsekwentnie, od 2011 r., stosowana jest procedura pn. „Zasady postępowania w sytuacji kryzysowej spowodowanej awariami masowymi”, która określa zasady postępowania w przypadkach wystąpienia wzmożonych awarii, w tym m.in.: ogłoszenie sytuacji kryzysowej spowodowanej awariami masowymi, powołanie zespołów kryzysowych, organizację likwidacji awarii masowych, współpracę z zespołami Centrów Zarządzania Kryzysowego, Policją, Państwową Strażą Pożarną, Służbą Drogową i Leśną itp. W ramach tej procedury poszczególne oddziały spółki zawarły porozumienia z wykonawcami zewnętrznymi (w tym z firmami wycinkowymi) w zakresie gotowości do współpracy przy usuwaniu awarii w sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR S.A.

Ponadto spółka zaznaczyła, że od 2018 r. funkcjonuje Porozumienie zawarte przez pięciu największych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (w tym ENERGA-OPERATOR S.A.) oraz Operatora Systemu Przesyłowego, w zakresie wzajemnej współpracy i pomocy przy usuwaniu awarii w sieciach elektroenergetycznych oraz przy odbudowie systemu elektroenergetycznego, celem przyspieszenia przywracania dostaw energii elektrycznej odbiorcom dotkniętym awariami, w szczególności wywołanymi ekstremalnymi zjawiskami atmosferycznymi.

✓ **TAURON Dystrybucja S.A.**

W 2021 r. wystąpiło łącznie 60 166 awarii sieciowych wywołujących przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio: sieć dystrybucyjna WN: 120 awarii, sieć dystrybucyjna SN: 26 722 awarie oraz sieć dystrybucyjna nN: 33 324 awarie.

Głównymi przyczynami przedmiotowych awarii były: uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej wywołane przez niekorzystne zjawiska atmosferyczne (burze, obfite opady śniegu, silne wiatry, szadź), pogorszenie parametrów elementów sieci elektroenergetycznej w związku z procesem starzenia/zmęczeniem mechanicznym materiałów, działaniem osób postronnych np. w trakcie kolizji drogowych i prac budowlanych, upadku drzew oraz zwierząt. Natężenie ww. zjawisk w 2021 r. było większe niż w roku poprzednim.

Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w 2021 r. w związku z wskazanymi awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane z katastrofalnymi) wynosi ok. 5,1 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,2 GWh.

- Do najistotniejszych w skutkach awarii sieciowych (o największym zasięgu obszarowym) należały:
- 14-15 lipca 2021 r. – w związku z silnym wiatrem (burze z gradem), na całym obszarze dystrybucji, a w szczególności obszarze woj. śląskiego, wyłączeniami zostało objęte 18 linii WN i 1 473 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły ok. 79 tys. odbiorców,
 - 21-22 października 2021 r. – w związku z silnym wiatrem (niż Hendrik), na całym na obszarze dystrybucji, a w szczególności obszarze woj. dolnośląskiego, wyłączeniami zostało objęte 27 linii WN i 3 507 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły ok. 174 tys. odbiorców.

W 2022 r. wystąpiły łącznie 63 872 awarie i zakłócenia sieciowe wywołujące przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej (włączając krótkotrwałe działania automatyki SPZ i przepalenia pojedynczych wkładek bezpiecznikowych w sieci SN i nN), z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio:

- sieć dystrybucyjna WN: 97 awarii i zakłóceń,
- sieć dystrybucyjna SN: 29 275 awarii i zakłóceń,
- sieć dystrybucyjna nN: 34 500 awarii i zakłóceń.

Głównymi przyczynami powstawania awarii w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A., w kolejności odzwierciedlającej częstość ich występowania, podobnie jak w latach poprzednich, były:

- działania żywiołu (burze, ulewne deszcze lub intensywne opady śniegu, wichury) – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej, ale przede wszystkim linii napowietrznych SN i nN,
- pogorszenie się parametrów elementów sieci elektroenergetycznej w związku z procesem starzenia i zmęczeniem mechanicznym materiałów – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej, ale przede wszystkim linii kablowych SN,
- działania osób postronnych np. kolizje drogowe, uszkodzenia mechaniczne kabli podczas prac budowlanych, upadek drzew na linie napowietrzne podczas ich wycinki itp. – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej,
- działania zwierząt poprzez np. uszkodzenia izolacji kabli, powodowanie zwarc na urządzeniach elektroenergetycznych – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej.

W przypadku przerw katastrofalnych, najczęstszymi powodami masowych uszkodzeń elementów sieci wszystkich poziomu napięcia były ekstremalne zjawiska pogodowe takie jak:

- wichury, trąby powietrzne, huragany, orkany czy nawet cyklony,
- burze z towarzyszącymi wichurami i ekstremalnymi opadami,
- obfite opady mokrego śniegu, szadź lub oblodzenie (marznący opad) powodujące katastrofalne obciążenie drzew znajdujących się poza pasem wycinki,
- ulewne deszcze powodujące powodzie, podtopienia i osuwiska.

Zdaniem spółki, natężenie ekstremalnych zjawisk pogodowych w 2022 r. było większe niż w 2021 r.

Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w związku z awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane z katastrofalnymi) wynosi ok. 4,1 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,1 GWh.

Charakterystykę awarii sieciowych w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A, które wywołały w 2022 r. przerwy w dostawach energii elektrycznej do odbiorców o największym zasięgu obszarowym przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 32. Charakterystyka awarii w sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. o największym zasięgu obszarowym w 2022 r.

Data wystąpienia awarii sieciowej	Przyczyna zaistnienia awarii sieciowej	Obszar występowania awarii sieciowej	Wyłączone elementy sieci dystrybucyjnej (w krytycznym momencie)	Czas przywracania dostaw energii elektrycznej	Liczba odbiorców objętych przerwami
17 stycznia 2022 r.	silny wiatr (niż Hannelore)	cały obszar TAURON Dystrybucja S.A., a w szczególności obszar woj. małopolskiego	10 linii WN 1 152 stacje SN/nN	20 godzin	ok. 58 tysięcy
20 stycznia 2022 r.	silny wiatr, śnieżyce (niż Ida)	cały obszar TAURON Dystrybucja S.A., a w szczególności obszar woj. dolnośląskiego, opolskiego i śląskiego	2 linie WN 388 stacji SN/nN	17 godzin	ok. 28 tysięcy
30 stycznia 2022 r.	silny wiatr (wichura Nadia)	cały obszar TAURON Dystrybucja S.A., a w szczególności obszar woj. dolnośląskiego	29 linii WN 1 364 stacje SN/nN	49 godzin	ok. 72 tysiące
17-19 lutego 2022 r.	silny wiatr (orkan Dudley)	cały obszar TAURON Dystrybucja S.A., a w szczególności obszar woj. dolnośląskiego	77 linii WN 1 100 stacji SN/nN	67 godzin	ok. 61 tysięcy
23-24 lipca 2022 r.	silny wiatr, burze z gradem	obszar województwa małopolskiego	5 linii WN 775 stacji SN/nN	37 godzin	ok. 45 tysięcy

Źródło: TAURON Dystrybucja S.A.

✓ PGE Dystrybucja S.A.

W 2021 r. wystąpiły łącznie 173 772 awarie. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:

- sieć WN: 56 awarii, sieć SN: 29 066 awarii oraz sieć nN: 144 650 awarii spowodowanych skrajnie niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce), przewróconymi w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewami na linie energetyczne, działaniami osób trzecich oraz zwierząt, mechanicznymi uszkodzeniami kabli,
- niedostarczona energia z powodu przerw planowanych 2 605,5 MWh oraz z powodu przerw nieplanowanych 23 196,9 MWh. W Oddziale Łódź wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 7 908 MWh.

W 2022 r. wystąpiło łącznie 193 867 awarii na wszystkich poziomach napięć.

Tabela 33. Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w 2022 r.

Poziom napięcia	Liczba	Główne przyczyny uszkodzeń
Sieć WN	77	skrajnie niekorzystne warunki atmosferyczne (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce), przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie energetyczne, działania osób trzecich oraz zwierząt
Sieć SN	37 020	skrajnie niekorzystne warunki atmosferyczne (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce), gałęzie i drzewa upadające na linie SN i nN w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych, działania osób trzecich i zwierząt, mechaniczne uszkodzenia kabli
Sieć nN	155 770	
Niedostarczona energia [MWh]	z tytułu przerw nieplanowanych	36 614,7
	z tytułu przerw planowanych	2 813,1

Źródło: PGE Dystrybucja S.A.

W Oddziale Warszawa wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 14 738 MWh.

Poniżej przedstawiono zestawienie ilości energii niedostarczonej do odbiorców w KSE w trakcie całego 2021 r.

Tabela 34. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2021 r. [MWh]

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	3 260	7	73	17	478	2 191	8 745	161	580	4 156	451	457
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	3 246	4	0	0	466	1 457	8 625	141	558	4 140	426	455
RAZEM ograniczenia dostaw energii	3 260	7	73	17	478	2 191	8 745	161	580	4 156	451	457

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły odpowiednio w miesiącach: lipiec, październik i styczeń 2021 r.

Tabela 35. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2022 r. [MWh]

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	0	0	0	0	45	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	13847	39351	7	4965	465	107	1571	59	108	0	2	742
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	13436	37088	0	4638	367	67	1475	45	101	0	0	617
RAZEM ograniczenia dostaw energii	13847	39351	7	4965	465	107	1571	59	153	0	2	742

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z powyższych danych wynika, że największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły odpowiednio w miesiącach: luty, styczeń, kwiecień oraz lipiec 2022 r.

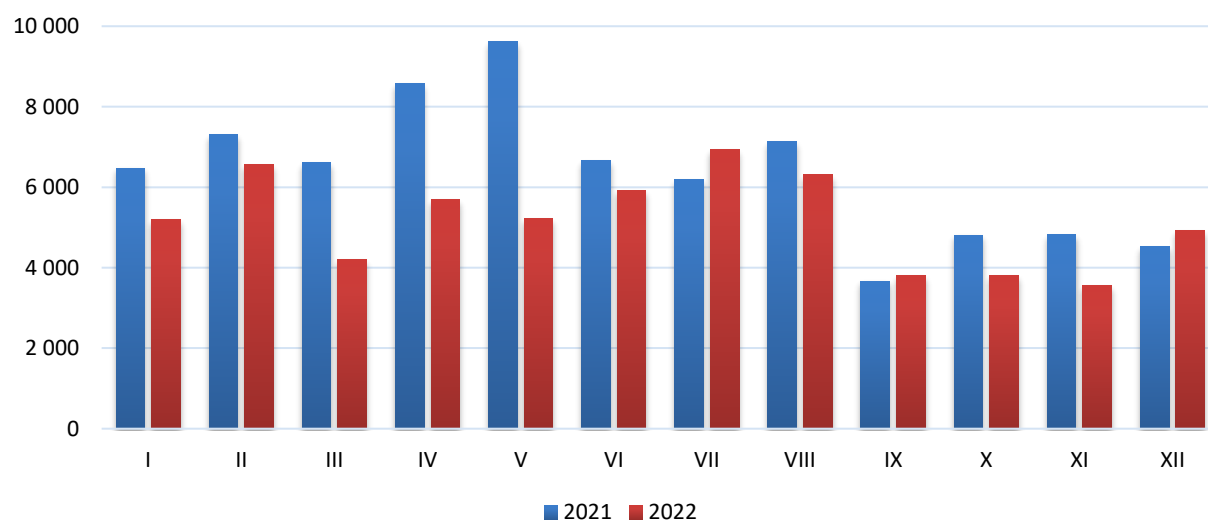
Monitorowanie rezerw

Zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów IRiESP, obliczone, w ramach planowania koordynacyjnego, rezerwy mocy OSP powinny wynosić odpowiednio:

- nie mniej niż 14 proc. planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie d na okres od doby d+2 do doby d+9,
- nie mniej niż 18 proc. 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 proc. 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 2022 r. stwierdzono znaczący spadek tych rezerw o ok. 18 proc. w stosunku do 2021 r., do poziomu 5 174 MW.

Rysunek 19. Zestawienie wielkości średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych w oparciu o dane z dobowych szczytów krajowego zapotrzebowania na moc w 2022 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 36. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc w 2021 r.

Rok 2021	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	Data wystąpienia	Zapotrzebowanie KSE na moc [MW]	Dostępna rezerwa mocy [MW]	Rezerwa/Zapotrzebowanie [%]	Data wystąpienia	Zapotrzebowanie KSE na moc [MW]	Dostępna rezerwa mocy [MW]	Rezerwa/Zapotrzebowanie [%]
Styczeń	18-01-2021 10:45	27 380,3	4 755	17,37	01-01-2021 03:15	13 864,1	16 206	116,89
Luty	12-02-2021 10:45	27 617,2	5 023	18,19	28-02-2021 03:30	15 288,3	14 012	91,65
Marzec	11-03-2021 13:15	25 049,3	9 015	35,99	28-03-2021 07:00	15 136,6	13 719	90,64
Kwiecień	16-04-2021 13:15	24 586,5	6 449	26,23	05-04-2021 02:30	12 830,7	19 525	152,17
Maj	07-05-2021 11:15	23 063,3	7 948	34,46	30-05-2021 05:00	12 633,3	14 254	112,83
Czerwiec	24-06-2021 13:15	24 087,5	3 697	15,35	06-06-2021 05:00	12 132,7	14 430	118,93
Lipiec	15-07-2021 12:30	24 532,8	3 721	15,17	04-07-2021 05:00	12 876,6	9 879	76,72
Sierpień	30-08-2021 13:00	23 321,7	4 797	20,57	15-08-2021 05:30	12 823,2	15 449	120,47
Wrzesień	14-09-2021 19:45	23 937,7	2 625	10,96	05-09-2021 06:00	13 500,2	9 312	68,98
Październik	13-10-2021 18:45	24 609,6	3 245	13,18	03-10-2021 03:45	13 965,1	15 027	107,61
Listopad	29-11-2021 13:15	26 468,5	4 428	16,73	01-11-2021 07:00	14 116,8	14 616	103,54
Grudzień	09-12-2021 13:15	27 566,4	2 573	9,33	25-12-2021 03:30	14 552,1	10 383	71,35

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 9 grudnia 2021 r. (9,33 proc.).

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 5 kwietnia 2021 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

W 2021 r. okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9 proc., były stosunkowo krótkie z małymi wyjątkami w czerwcu i lipcu oraz wrześniu, w którym wystąpił okresowy spadek rezerwy mocy powyżej dwóch godzin (w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy rezerwy zimnej w JWCD stwierdzono, że takie okresy występowały, ale były stosunkowo krótkie).

Należy także zauważyć, że dla wybranych miesięcy 2021 r. występowały przedziały czasowe, w których wystąpił okresowy (powyżej dwóch godzin) spadek rezerwy mocy w stosunku do zapotrzebowania na tę moc, poniżej poziomu referencyjnego 9 proc. Przykładowo, 27 listopada 2021 r. (w szczycie porannym o godzinie 10:45) stosunek rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) do zapotrzebowania na tę moc w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na tę moc szczytową wynosił 6,8 proc., z kolei 7 września 2021 r. (w szczycie popołudniowym o godzinie 20:00) osiągnął on wartość 2,4 proc.

Tabela 37. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc w 2022 r.

Rok 2022	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	Data wystąpienia	Zapotrzebowanie KSE na moc [MW]	Dostępna rezerwa mocy [MW]	Rezerwa/Zapotrzebowanie [%]	Data wystąpienia	Zapotrzebowanie KSE na moc [MW]	Dostępna rezerwa mocy [MW]	Rezerwa/Zapotrzebowanie [%]
Styczeń	12-01-2022 16:45	26 704,0	4 119	15,42	02-01-2022 02:15	13 641,3	12 318	90,30
Luty	01-02-2022 13:15	26 124,2	5 168	19,78	20-02-2022 04:45	15 158,2	14 186	93,59
Marzec	04-03-2022 13:15	25 806,5	4 819	18,67	20-03-2022 06:45	14 921,0	10 724	71,87
Kwiecień	01-04-2022 13:15	25 054,1	5 958	23,78	18-04-2022 06:00	12 816,1	12 017	93,76
Maj	25-05-2022 13:15	22 703,7	4 586	20,20	22-05-2022 05:30	12 724,2	7 291	57,30
Czerwiec	30-06-2022 13:15	23 522,2	6 639	28,23	05-06-2022 05:30	12 674,2	6 906	54,49
Lipiec	01-07-2022 12:45	23 760,6	5 433	22,87	17-07-2022 05:30	12 583,6	5 703	45,32
Sierpień	25-08-2022 13:30	23 727,9	6 340	26,72	15-08-2022 05:30	12 655,2	4 708	37,20
Wrzesień	28-09-2022 19:45	23 284,3	1 890	8,12	04-09-2022 06:00	12 928,1	6 731	52,06
Październik	27-10-2022 19:00	23 670,0	3 089	13,05	02-10-2022 03:45	13 246,6	8 358	63,10
Listopad	24-11-2022 13:15	26 821,7	3 278	12,22	02-11-2022 00:15	13 779,6	6 964	50,54
Grudzień	16-12-2022 12:00	27 296,2	3 486	12,77	26-12-2022 03:30	12 287,4	11 540	93,92

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 wieczornego szczytu zapotrzebowania na moc 28 września 2022 r. (8,12 proc.).

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 26 grudnia 2022 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na najniższym poziomie w roku i dotyczyły dnia ustawowo wolnego od pracy.

Okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9 proc., były stosunkowo częste, ale w większości przypadków nie przekraczały dwóch godzin (w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy rezerwy zimnej w JWCD stwierdzono, że takie okresy występowały, ale były stosunkowo krótkie z wyjątkiem listopada, w którym okres rezerwy mocy wynosił poniżej poziomu referencyjnego 9 proc. trwał cztery godziny).

Należy także zauważyć, że dla wybranych miesięcy 2022 r. (w maju, czerwcu, lipcu, sierpniu, listopadzie i grudniu) występowały przedziały czasowe, w których wystąpił okresowy (powyżej dwóch godzin, chociaż zdarzały się przypadki równych czterech godzin) spadek rezerwy mocy w stosunku do zapotrzebowania na tę moc, poniżej poziomu referencyjnego 9 proc. Przykładowo, 15 listopada 2022 r. (w szczycie popołudniowym o godzinie 17:00) stosunek rezerwy mocy (JWCD ciepłe wirujące + JWCD wodne) do zapotrzebowania na tę moc w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na tę moc szczytową wynosił 5,2 proc., z kolei 12 października 2022 r. (w szczycie popołudniowym o godzinie 19:00) osiągnął on wartość 1,8 proc.

Roczny bilans mocy

Tabela 38. Roczny bilans mocy 2021 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych) [MW]

BILANS DLA MAKSYMALNEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W DANYM MIESIĄCU	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	18-01- 2021	12-02- 2021	11-03- 2021	16-04- 2021	07-05- 2021	24-06- 2021	15-07- 2021	30-08- 2021	14-09- 2021	13-10- 2021	29-11- 2021	09-12- 2021
	10:45	10:45	13:15	13:15	11:15	13:15	12:30	13:00	19:45	18:45	13:15	13:15
Moc osiągalna elektrowni krajowych	48264	48957	49044	49166	49582	50522	50551	51119	51426	51499	53354	53888
Ubytki mocy elektrowni przemysłowych	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ubytki mocy elektrowni zawodowych	16989	17019	15273	20212	20610	22913	22138	23062	25395	23826	22462	23829
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	31276	31944	33782	28954	28990	27613	28415	28057	26041	27681	31036	30077
<i>elektrownie zawodowe</i>	<i>31276</i>	<i>31944</i>	<i>33782</i>	<i>28954</i>	<i>28990</i>	<i>27613</i>	<i>28415</i>	<i>28057</i>	<i>26041</i>	<i>27681</i>	<i>31036</i>	<i>30077</i>
<i>elektrownie przemysłowe</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Obciążenie elektrowni krajowych	26522	26921	24115	22505	21035	23763	23589	23261	23416	24437	26608	27504
<i>elektrownie zawodowe</i>	<i>26522</i>	<i>26921</i>	<i>24115</i>	<i>22505</i>	<i>21035</i>	<i>23763</i>	<i>23589</i>	<i>23261</i>	<i>23416</i>	<i>24437</i>	<i>26608</i>	<i>27504</i>
<i>elektrownie przemysłowe</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Krajowe zapotrzebowanie na moc	27380	27617	25049	24587	23063	24088	24533	23322	23938	24610	26469	27566
Krajowe saldo wymiany międzysystemowej	876	719	942	2092	2037	317	953	74	473	159	-124	70
Ubytki mocy z uwagi na warunki pracy sieci	0	0	651	0	225	153	0	0	0	0	0	0
Rezerwa mocy w elektrowniach zawodowych	4755	5023	9015	6449	7730	3697	3721	4797	2625	3245	4428	2573
Rezerwa mocy w JWCD	4338	4257	8436	5749	6961	3097	2744	3904	2390	2850	3892	2224
- JWCD ciepłe	2573	2850	7211	4869	5198	1440	1381	2284	1281	1240	2656	877
<i>rezerwa wirująca</i>	<i>2573</i>	<i>2628</i>	<i>2919</i>	<i>2864</i>	<i>3646</i>	<i>1215</i>	<i>1381</i>	<i>2019</i>	<i>891</i>	<i>1240</i>	<i>1989</i>	<i>652</i>
<i>rezerwa zimna</i>	<i>0</i>	<i>222</i>	<i>4292</i>	<i>2005</i>	<i>1552</i>	<i>225</i>	<i>0</i>	<i>265</i>	<i>390</i>	<i>0</i>	<i>667</i>	<i>225</i>
- JWCD wodne	1765	1408	1225	880	1763	1657	1363	1620	1110	1610	1237	1347
Rezerwa mocy pozostała	417	766	579	700	769	600	977	893	234	395	535	349
REZERWA MOCY (razem)	4755	5023	9015	6449	7730	3697	3721	4797	2625	3245	4428	2573

Tabela 39. Roczny bilans mocy 2022 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych) [MW]

BILANS DLA MAKSYMALNEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W DANYM MIESIĄCU	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	12-01- 2022	01-02- 2022	04-03- 2022	01-04- 2022	25-05- 2022	30-06- 2022	01-07- 2022	25-08- 2022	28-09- 2022	27-10- 2022	24-11- 2022	16-12- 2022
	16:45	13:15	13:15	13:15	13:15	13:15	12:45	13:30	19:45	19:00	13:15	12:00
Moc osiągalna elektrowni krajowych	54382	54611	55534	55813	57150	57795	57795	58443	58588	58956	59374	59578
Ubytki mocy elektrowni przemysłowych	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ubytki mocy elektrowni zawodowych	24423	23323	25091	23212	30184	27701	28594	27713	33799	32823	30043	28635
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	29966	31291	30448	32604	26969	30096	29203	30730	24808	26151	29348	30974
<i>elektrownie zawodowe</i>	<i>29966</i>	<i>31291</i>	<i>30448</i>	<i>32604</i>	<i>26969</i>	<i>30096</i>	<i>29203</i>	<i>30730</i>	<i>24808</i>	<i>26151</i>	<i>29348</i>	<i>30974</i>
<i>elektrownie przemysłowe</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Obciążenie elektrowni krajowych	25806	26043	25629	26362	21832	23254	23686	23894	22694	23063	26070	27488
<i>elektrownie zawodowe</i>	<i>25806</i>	<i>26043</i>	<i>25629</i>	<i>26362</i>	<i>21832</i>	<i>23254</i>	<i>23686</i>	<i>23894</i>	<i>22694</i>	<i>23063</i>	<i>26070</i>	<i>27488</i>
<i>elektrownie przemysłowe</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Krajowe zapotrzebowanie na moc	26704	26124	25807	25054	22704	23522	23760	23728	23284	23670	26822	27296

BILANS DLA MAKSYMALNEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W DANYM MIESIĄCU	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	12-01- 2022	01-02- 2022	04-03- 2022	01-04- 2022	25-05- 2022	30-06- 2022	01-07- 2022	25-08- 2022	28-09- 2022	27-10- 2022	24-11- 2022	16-12- 2022
	16:45	13:15	13:15	13:15	13:15	13:15	12:45	13:30	19:45	19:00	13:15	12:00
Krajowe saldo wymiany międzysystemowej	891	64500	151	-1328	867	265	82	-161	588	619	740	-185
Ubytki mocy z uwagi na warunki pracy sieci	42	80	0	283	551	214	96	496	225	0	0	0
Rezerwa mocy w elektrowniach zawodowych	4 119	5 168	4 819	5 958	4 586	6 639	5 433	6 340	1 890	3 089	3 278	3 486
Rezerwa mocy w JWCD	3 334	3 925	3 634	5 280	3 773	5 785	4 638	5 770	1 280	2 360	2 747	2 995
- JWCD ciepłne	1 992	2 574	2 532	3 995	2 279	4 098	2 883	3 985	1 027	1 290	1 358	1 719
rezerwa wirująca	1 767	1 487	1 795	1 050	1 849	3 873	2 658	3 155	802	1 290	1 358	1 494
rezerwa zimna	225	1 097	737	2 945	430	225	225	830	225	0	0	225
- JWCD wodne	1 342	1 351	1 102	1 286	1 494	1 687	1 755	1 785	253	1 069	1 389	1 275
Rezerwa mocy pozostała	784	1 244	1 185	678	814	855	796	570	610	729	531	492

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 2021–2022, kształtował się na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia funkcjonowania KSE. Tym 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, osiągające wartości poniżej poziomu zaplanowanego w PKR tj. poniżej 18 proc. 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 2021–2022 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 40. Nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP, ceny bieżące

	Wykonanie 2021 [mln zł]	Wykonanie 2022 [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	7 218	9 373

Źródło: URE.

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 2021–2022.

1.5.2.1. Operator systemu przesyłowego

W latach 2021–2022 obowiązywał uzgodniony przez Prezesa URE w 2020 r. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030, w ramach którego zostały uzgodnione nakłady inwestycyjne do zrealizowania przez operatora przesyłowego w latach 2021–2030 na poziomie 14 158,3 mln zł (dane w cenach stałych z 2019 r.).

Ponadto OSP, wypełniając obowiązek wynikający z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, w 2021 r. przedstawił Prezesowi URE coroczne sprawozdanie z wykonania dotychczas obowiązującego planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018–2027, informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w 2020 r. na poziomie 1 109,6 mln zł (tj. 62,5 proc. planowanych na 2020 r. nakładów inwestycyjnych w wysokości 1 775,0 mln zł, dane w cenach z 2020 r.).

W 2022 r. Prezes URE uzgodnił projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, przedłożony przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (PSE S.A.). Proces uzgodnieniowy został zapoczątkowany w kwietniu 2022 r., kiedy to operator poddał przywołany projekt pod konsultacje publiczne (był on dostępny na stronie internetowej przedsiębiorstwa), a w dalszej kolejności uzupełnił treści dokumentu o stosowne uwagi i komentarze, wniesione przez strony w trakcie konsultacji. W ramach przywołanego projektu planu rozwoju zostały uzgodnione nakłady inwestycyjne do zrealizowania przez operatora przesyłowego w latach 2023–2032 na poziomie 36 619,4 mln zł (dane w cenach stałych z 2022 r.).

Ponadto, w 2022 r. OSP, wypełniając obowiązek wynikający z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawił Prezesowi URE coroczne sprawozdanie z wykonania dotychczas obowiązującego planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030, informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w 2021 r. na poziomie: 969,7 mln zł, (tj. 66,6 proc. planowanych na 2021 r. nakładów inwestycyjnych w wysokości 1 456,6 mln zł).

Majątek spółki

Według stanu na 31 grudnia 2022 r., w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieci przesyłowej OSP wchodziły 303 linie elektroenergetyczne o łącznej długości ponad 16 173,65 km (w przeliczeniu na 1 tor), gdzie 15 294,4 km stanowiły linie elektroenergetyczne napowietrzne o napięciu znamionowym, według zestawienia:

- 750 kV: 114,2 km (pracująca na napięciu 400 kV),
- 400 kV: 8 562,1 km,
- 220 kV: 7 288,4 km,
- 110 kV: 66,2 km

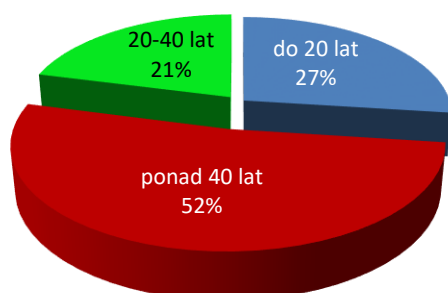
oraz

- 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.).

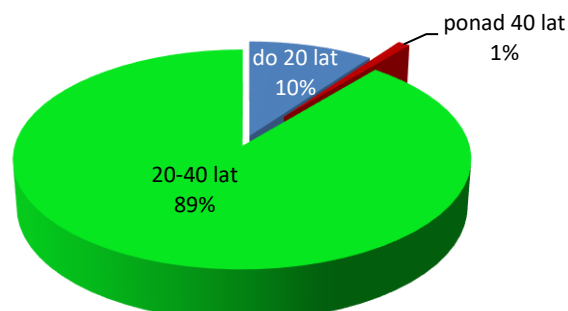
Dodatkowo OSP posiadał 110 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć i 63,717 GVA mocy transformatorów sieciowych.

Rysunek 20. Majątek OSP

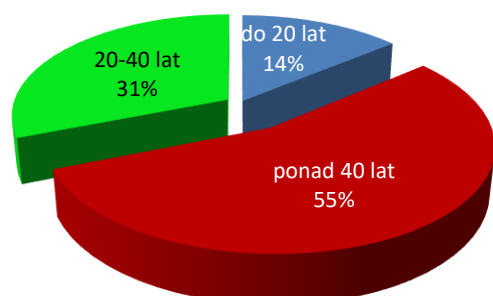
Struktura wiekowa linii napowietrznych



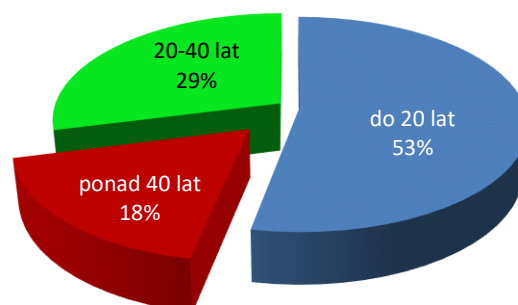
Struktura wiekowa linii kablowych



Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych



Struktura wiekowa mocy transformatorów



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2022 r.

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

Tabela 41. Przyrosty zdolności produkcyjnych uzyskane w wyniku prowadzonych zadań inwestycyjnych w latach 2021–2022

Rodzaj urządzeń	Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych	
	2021	2022
Linie napowietrzne 400 kV [km]	501,18	335,5
Linie napowietrzne 220 kV [km] – demontaż	-27,36	-61,6
Linie kablowe 220 kV [km]	-	8,1
Trakty światłowodowe [km]	894	705,0
Transformatory 400/220 kV oraz nN/110 kV [MVA]	910	-961,0
Urządzenia kompensujące moc bierną [Mvar]	-	-

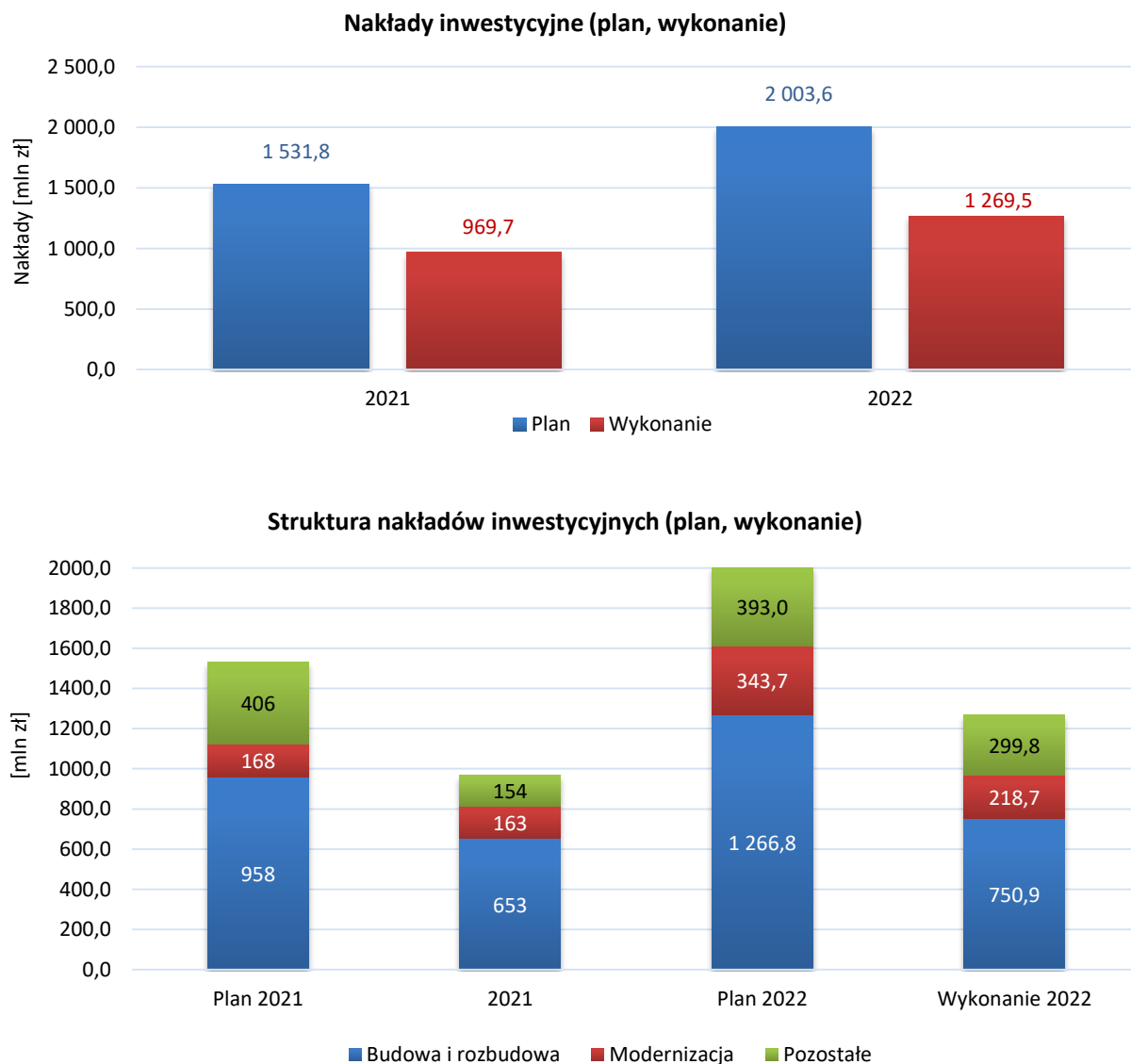
Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za lata 2021–2022.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2021 r. wynosiły 1 531,8 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 969,7 mln zł, co stanowi 63 proc. planu.

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2022 r. wyniosły 2 003,6 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1 269,5 mln zł, co stanowi 63 proc. planu.

Rysunek 21. Nakłady inwestycyjne OSD i ich struktura



Źródło: URE.

Zakres rzeczowy środków trwałych wg ważniejszych obiektów przekazanych na majątek OSP w latach 2021–2022

Najważniejsze obiekty sieciowe przekazane na majątek spółki w 2021 r.:

1. Linia 400 kV relacji Jasiniec – Pątnów (woj. kujawsko-pomorskie i wielkopolskie)
2. Linia 400 kV relacji Grudziądz – Pelplin (woj. pomorskie i kujawsko-pomorskie)
3. Linia 400 kV relacji Czarna – Pasikowice (woj. dolnośląskie)
4. Linia 400 kV relacji Gdańsk Przyjaźń – Pelplin (woj. pomorskie)
5. Linia 400 kV relacji Kromolice – Pątnów (woj. wielkopolskie)
6. Linia 220 kV relacji Glinki – Reclaw (woj. zachodniopomorskie)
7. Linia 220 kV relacji Kielce Piaski – Radkowice (woj. świętokrzyskie)

8. Stacja elektroenergetyczna Dobrzeń (woj. opolskie)
9. Stacja elektroenergetyczna Grudziądz (woj. kujawsko-pomorskie)
10. Stacja elektroenergetyczna Pelplin (woj. pomorskie)
11. Stacja elektroenergetyczna Olsztyn Mątki (woj. warmińsko-mazurskie)
12. Stacja elektroenergetyczna Leśniów (woj. lubuskie)
13. Stacja elektroenergetyczna Reclaw (woj. zachodniopomorskie)
14. Stacja elektroenergetyczna Jasiniec (woj. kujawsko-pomorskie)
15. Stacja elektroenergetyczna Krajnik (woj. zachodniopomorskie)
16. Stacja elektroenergetyczna Wrzosowa (woj. śląskie)
17. Stacja elektroenergetyczna Kromolice (woj. wielkopolskie)
18. Linia 220 kV Kozienice – Rożki (woj. mazowieckie)
19. Linia 220 kV Joachimów – Łagisza/Wrzosowa (woj. śląskie)
20. Linie 220 kV relacji Byczyna – Jamki, Byczyna – Koksochemia (woj. śląskie)

Najważniejsze obiekty sieciowe przekazane na majątek spółki w 2022 r:

1. Linia 400 kV relacji Piła Krzewina – Plewiska (woj. wielkopolskie)
2. Linia 400 kV relacji Krajnik – Baczyna (woj. zachodniopomorskie, lubuskie)
3. Linia 400 kV i 220 kV relacji Gdańsk Przyjaźń – st. 164 Gdańsk Błonia – Żarnowiec oraz Gdańsk I – Żydowo Kierzkowo (woj. pomorskie)
4. Linia 220 kV relacji Praga – Miłosna/Mory (woj. mazowieckie)
5. Linia 220 kV relacji Krajnik – Gorzów (woj. zachodniopomorskie, lubuskie)
6. Linia 220 kV relacji Rogowiec – Pabianice (woj. łódzkie)
7. Linia 220 kV relacji Morzyczyn – Reclaw (woj. zachodniopomorskie)
8. Stacja elektroenergetyczna Gdańsk Przyjaźń (woj. pomorskie)
9. Stacja elektroenergetyczna Żydowo Kierzkowo (woj. zachodniopomorskie)
10. Stacja elektroenergetyczna Słupsk DC (woj. pomorskie)
11. Stacja elektroenergetyczna Wielopole (woj. śląskie)
12. Stacja elektroenergetyczna Radkowice (woj. świętokrzyskie)
13. Stacja elektroenergetyczna Plewiska (woj. wielkopolskie)

Projekty inwestycyjne w zakresie budowy i rozbudowy stacji i linii elektroenergetycznych, będące w fazie realizacji w 2022 r. (bez inwestycji w fazie przedinwestycyjnej)

- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Plewiska
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Miłosna
- Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla wprowadzenia linii 400 kV
- Rozbudowa stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia dwóch bloków gazowo-parowych El. Dolna Odra
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikurowice w związku z wprowadzeniem linii 400 kV i wymianą transformatora 400/110 kV
- Rozbudowa stacji 400/110 kV Lublin Systemowa
- 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 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Sochaczew
- Rozbudowa stacji 220/110 kV Chełm
- Rozbudowa stacji 110 kV Pomorzany o rozdzielnię 220 kV
- Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/220/110 kV Dunowo wraz z instalacją transformatorów 400/110 kV

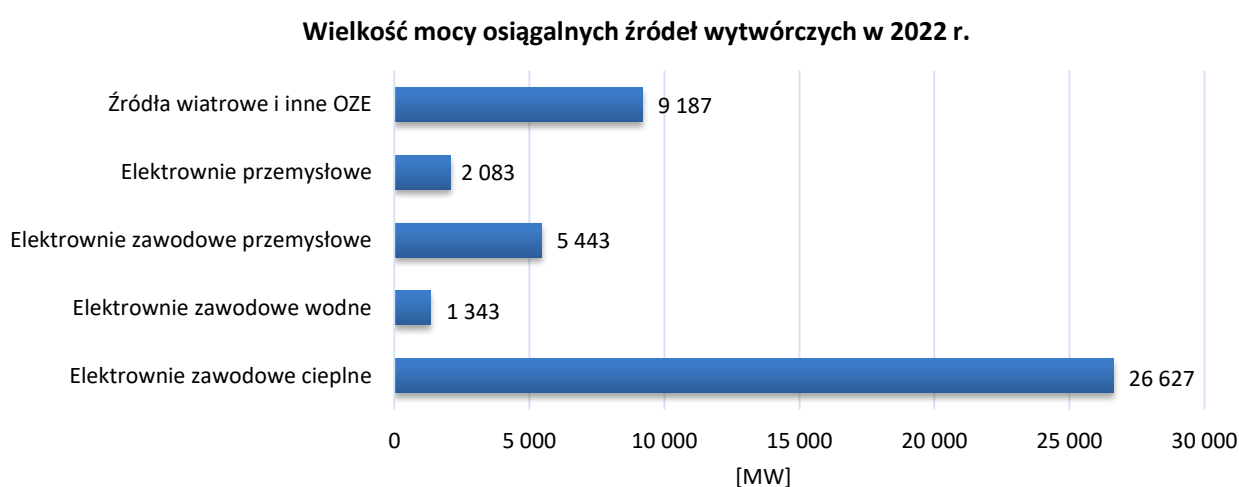
- Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Mościska dla przyłączenia linii 110 kV PGE Dystrybucja S.A.
- Rozbudowa infrastruktury obiektowej systemu monitorowania jakości energii elektrycznej
- Rozbudowa i modernizacja stacji Piła Krzewina/poprzednia nazwa: Rozbudowa i modernizacja stacji Piła Krzewina w związku z wprowadzeniem linii 400 kV, instalacją transformatora 400/110 kV oraz urządzeń do kompensacji mocy biernej
- Rozbudowa i modernizacja stacji 750/400/110 kV Rzeszów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
- Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Wielopole
- Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220 kV Joachimów, rozbudowa o rozdzielnię 110 kV i dwustronne powiązanie ze stacją Aniołów
- Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tucznawa
- Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Rokitnica
- Przebudowa linii 400 kV relacji nowa stacja 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Żarnowiec-Żarnowiec na dwutorową linię 400 kV
- Przebudowa linii 220 kV Joachimów-Łośnice wraz z rozbudową stacji Joachimów i stacji Łośnice
- Podwieszenie drugiego toru 400 kV na linii Ostrów-Kromolice wraz z rozbudową stacji 400/110 kV Ostrów i stacji 400/110 kV Kromolice
- Dostosowanie stacji 400(220)/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z wprowadzeniem linii 220 kV ze stacji Piła Krzewina i stacji Dunowo
- Budowa systemu monitorowania pracy systemu elektroenergetycznego typu WAMS
- Budowa stacji 400/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska
- Budowa stacji 400(220)/110 kV Wyszaków
- Budowa stacji 220/110 kV Żagań wraz z wprowadzeniem linii 220 kV
- Budowa stacji 220/110 kV Praga (Żerań) wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Miłosna-Mory
- Budowa połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa
- Budowa nowej stacji 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Żarnowiec z wprowadzeniem linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec
- Budowa nowej stacji 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Słupsk z wprowadzeniem linii 400 kV Dunowo-Słupsk i linii 400 kV Słupsk-Żydowo Kierzkowo
- Budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo-Piła Krzewina
- Budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik
- 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 relacji Trębaczew-nacięcie linii Joachimów (Rokitnica)-Wielopole
- Budowa linii 400 kV relacji nowa stacja 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Żarnowiec-Gdańsk Przyjaźń
- Budowa linii 400 kV relacji nowa stacja 400 kV w okolicy stacji 400/110 kV Żarnowiec do nacięcia linii 400 kV Gdańsk Błonia- Grudziądz Węgrowo
- Budowa linii 400 kV relacji Dobrzeń – nacięcie linii Pasikowice-Ostrów
- 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 linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa
- Budowa linii 400 kV Mikułowa-Czarna
- Budowa linii 400 kV Kozienice-Miłosna
- Budowa linii 400 kV Czarna-Pasikowice
- Budowa linii 400 kV Chełm-Lublin Systemowa
- Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska
- Budowa linii 220 kV Pomorzany – nacięcie linii Krajnik-Glinki

- Budowa linii 220 kV Podborze-nacęcie Kopanina-Liskovec, Podborze-nacęcie Bujaków-Liskovec, Podborze-nacęcie Bieruń-Komorowice, Podborze-nacęcie Czeczott-Moszczonica wraz z budową stacji 220 kV Podborze
- Budowa linii 220 kV Nysa – nacęcie Ząbkowice-Groszowice wraz z budową stacji 220/110 kV Nysa

Moc osiągalna źródeł wytwórczych

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2022 r. wynosiła 59 192,3 MW i była wyższa w stosunku do wartości z 2021 r. o 6 666 MW, co wynika przede wszystkim z przyrostu mocy w segmencie wytwarzania w źródłach odnawialnych.

Rysunek 22. Udział mocy oraz struktura źródeł wytwarzania (wielkości mocy brutto, w tym uzyskane na podstawie ankietyzacji sektora wytwórczego przeprowadzonej w styczniu i lutym 2023 r.)



Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2022 r.

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

Stosownie do art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, pięciu największych OSD (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 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.),
- 2) w 2022 r. – sprawozdanie za rok 2021 z wykonania planu rozwoju obejmującego lata 2020–2025.

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. Corocznie w ramach prowadzonego monitoringu sprawozdań z realizacji planów rozwoju OSD, przeprowadzane są analizy odchyleń kosztowych wielkości wykonanych od wielkości planowanych.

Dane z wykonania wielkości nakładów planowanych na lata 2021–2022, wynikających z uzgodnionych planów rozwoju obejmujących lata 2020–2025, są uwzględniane w procesie kalkulacji taryf OSD z zachowaniem przepisów art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, które stanowią, że 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.

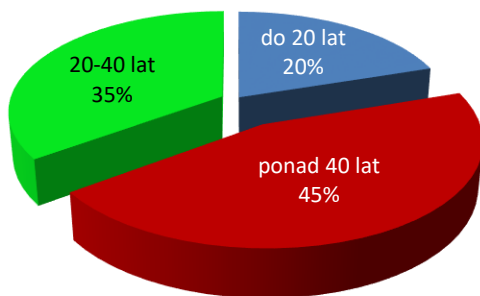
Majątek spółek

Na koniec 2022 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (pięciu największych OSD), wchodziło 783 825,2 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

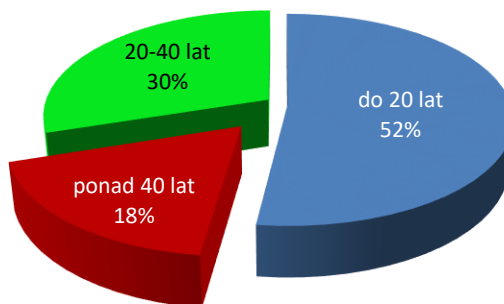
- 29 362 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 5 143 km),
 - 619 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV,
 - 215 433 km linii napowietrznych SN (w tym linii 2-torowych 926 km),
 - 90 512 km linii kablowych SN,
 - 277 422 km linii napowietrznych nN (w tym linii 2-torowych 5 471 km),
 - 170 478 km linii kablowych nN,
- oraz 268 519 stacji elektroenergetycznych.

Rysunek 23. Majątek OSD

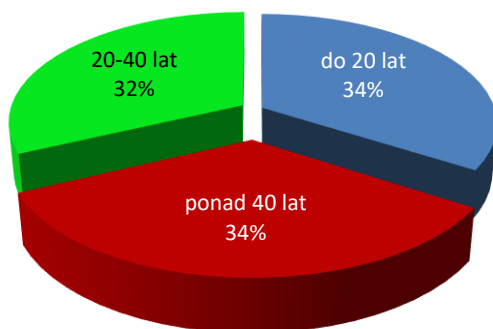
Struktura wiekowa linii napowietrznych



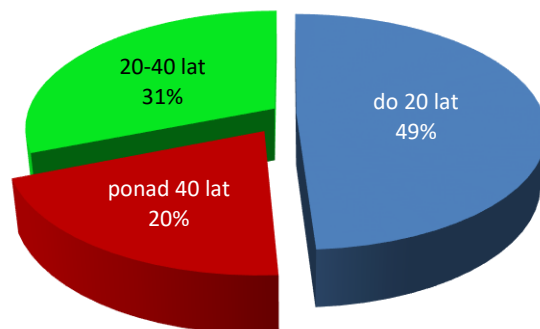
Struktura wiekowa linii kablowych



Struktura wiekowa stacji elektroenergetycznych



Struktura wiekowa liczby transformatorów



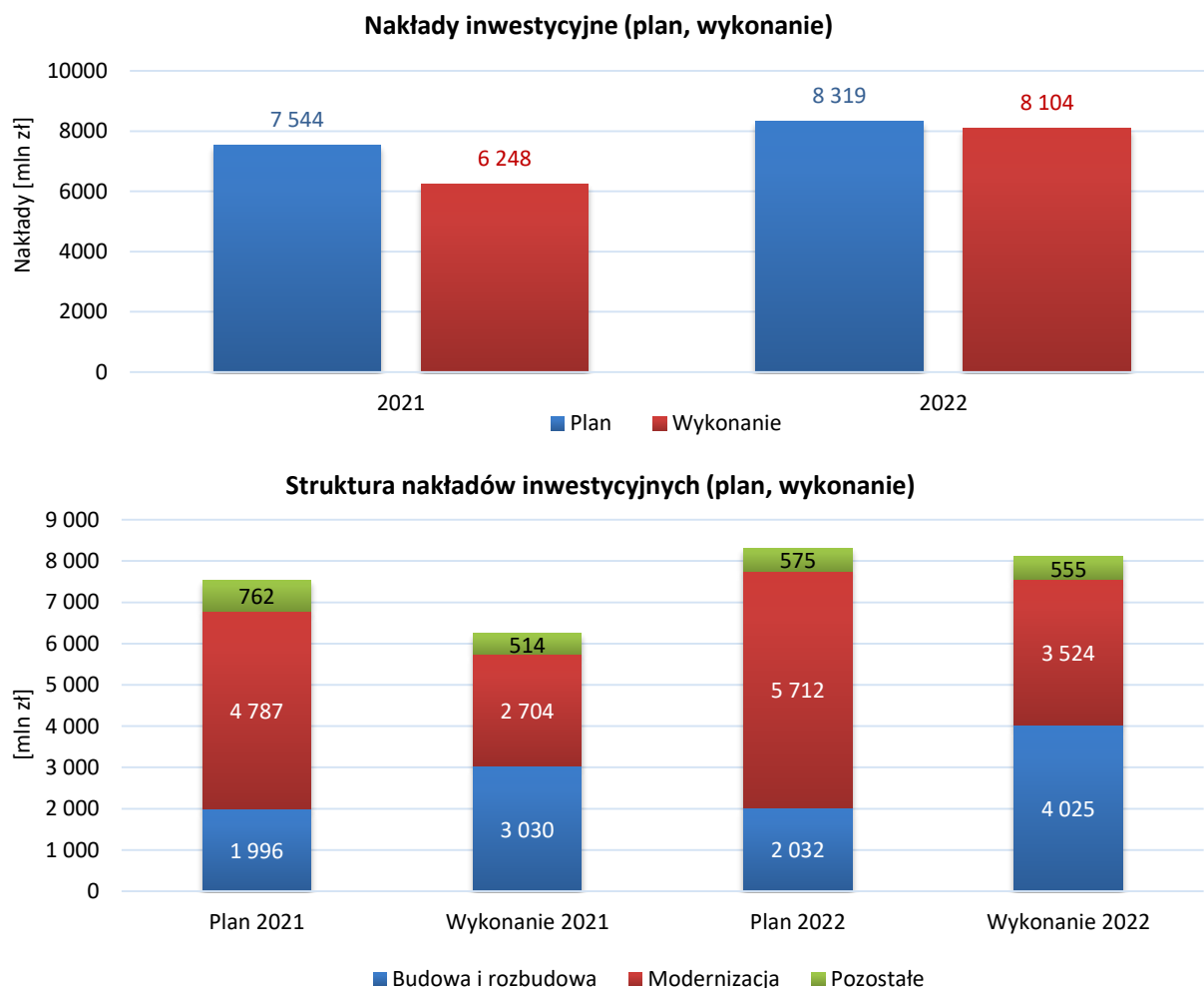
Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planów rozwoju OSD za 2022 r.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2021 r. wynosiły 7 544 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 6 248 mln zł, co stanowi 83 proc. planu.

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2022 r. wynosiły 8 319 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 8 104 mln zł, co stanowi 97 proc. planu.

Rysunek 24. Nakłady inwestycyjne OSD oraz ich struktura



Źródło: URE.

Tabela 42. Szczegółowe dane dotyczące przyłączenia odbiorców i źródeł w latach 2021–2022

Kryterium	2021	2022
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy nowych odbiorców, zgodnie z umowami (szt.)	153 543	160 604
Moc wykonanych w danym roku przyłączy nowych odbiorców (kW)	4 443 949	4 593 416
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	271 104	253 301
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączenia nowych odbiorców (szt.)	386 562	346 455
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych odbiorców (szt.)	440 748	390 292
Liczba wykonanych w danym roku przyłączy nowych źródeł, zgodnie z umowami (szt.)	832	988
Moc wykonanych w danym roku przyłączy nowych źródeł (kW)	1 792 419	1 607 501
Liczba podpisanych w danym roku umów o przyłączenie nowych źródeł (szt.)	2 067	2 763
Liczba wydanych w danym roku warunków przyłączenia nowych źródeł (szt.)	5 553	3 420
Liczba złożonych w danym roku wniosków o przyłączenie nowych źródeł (szt.)	10 117	8 529

Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planów rozwoju OSD za 2022 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 OSD 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 2021 r. przez te przedsiębiorstwa wyniósł ok. 991,5 mln zł (na podstawie danych od 59 przedsiębiorstw) oraz 893,5 mln zł (na podstawie danych od 43 przedsiębiorstw) w 2022 r. Należy zaznaczyć, że prawie 87 proc. i 78 proc. tych kwot stanowiły nakłady poniesione odpowiednio w 2021 r. i 2022 r. przez PKP Energetyka Sp. z o.o.

1.5.3. **Inwestycje w nowe moce wytwórcze**

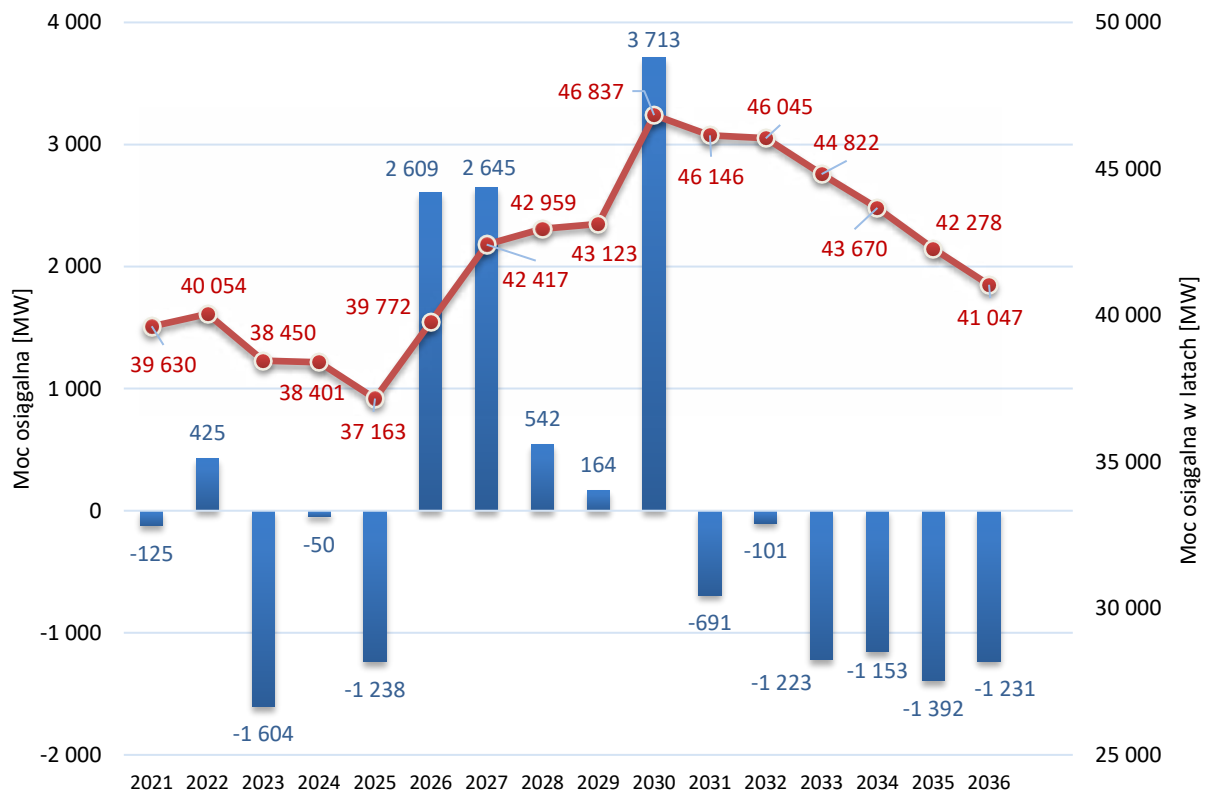
Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził w 2022 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2022–2036 wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, 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. Badane przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do 2036 r. do eksploatacji łącznie ponad 22 GW nowych mocy wytwórczych. Największe inwestycje planowane są w jednostki wytwórcze oparte o: gaz ziemny (9,8 GW), morskie farmy wiatrowe (5,2 GW) oraz PV (5,7 GW). Dyspozycyjność części nowych mocy będzie więc zależna od warunków atmosferycznych i jednocześnie istotnie niższa niż dyspozycyjność wycofywanych z systemu jednostek konwencjonalnych opartych na węglu.

Jednocześnie w tym samym okresie badani wytwórcy planują wycofać z eksploatacji jednostki o mocy ok. 20 GW. Z systemu zostaną wycofane głównie jednostki wytwórcze wykorzystujące węgiel kamienny i węgiel brunatny. Jako główną przyczynę wycofania technologii węglowych wskazywano brak efektywności ekonomicznej i zużycie technologiczne. Przedsiębiorcy zadeklarowali również wycofanie nieznacznej ilości mocy pochodzących z farm wiatrowych na lądzie, biomasy oraz gazu.

Podsumowując zmiany w strukturze technologii paliwowych: pomiędzy 2022 a 2036 rokiem najbardziej zmniejszy się udział jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny (z ok. 21 GW do ok. 11 GW), natomiast największy przyrost odnotują jednostki gazowe (z ok. 3,3 GW do ok. 13 GW).

Rysunek 25. Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2022–2036: bilans mocy wytwórczych

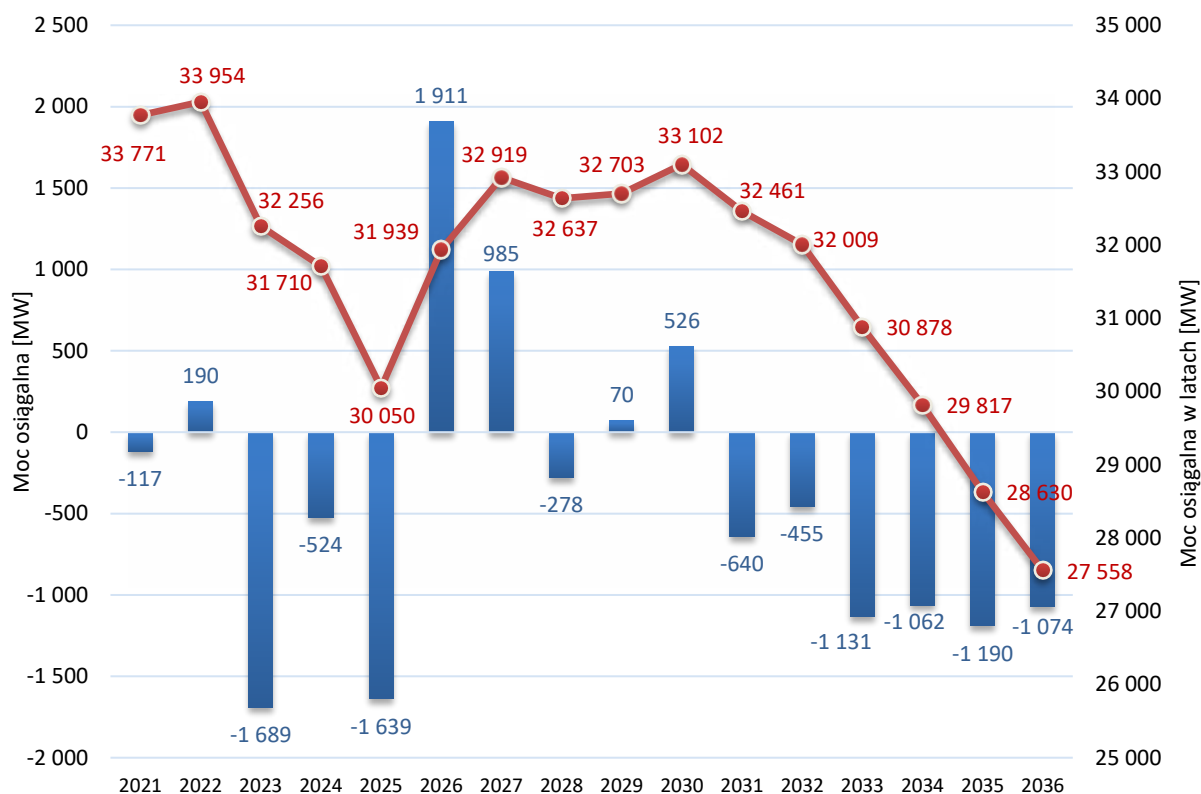


Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Aby rzetelnie ocenić rzeczywisty bilans mocy wytwórczych, wynikających z działań podejmowanych przez badanych wytwórców, należy zastosować tzw. korekcyjne współczynniki dyspozycyjności (KWD), które wskazują dyspozycyjność źródeł w zależności od zastosowanej technologii paliwowej. W omawianej analizie współczynniki te, dla źródeł wiatrowych i wykorzystujących energię słońca, skorygowano dodatkowo do poziomu rzeczywistej dyspozycyjności dla operatora systemu przesyłowego w 2021 r.

Zastosowanie tych współczynników powoduje, że z planowanych nominalnie dodatkowych 22 GW mocy otrzymujemy ok. 12,6 GW mocy dyspozycyjnych. Wycofanie stabilnych jednostek wytwórczych (o wysokim współczynniku KWD) spowoduje zatem znaczący spadek mocy wytwórczych pozostających do dyspozycji odpowiedzialnego za bilansowanie i bezpieczeństwo pracy KSE operatora systemu przesyłowego.

Rysunek 26. Plany inwestycyjne wytwórców na lata 2022–2036: bilans mocy wytwórczych przy zastosowaniu KWDE



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

1.5.4. Działania związane z kodeksami sieci

Wytyczne i kodeksy sieciowe

Od 4 lipca 2019 r. obowiązuje rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009. Przyznaje ono 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 ACER, 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.

Istotną zmianą z punktu widzenia organów regulacyjnych, wprowadzoną przez rozporządzenie 2019/943, jest pozbawienie organów regulacyjnych kompetencji do wydawania decyzji skoordynowanych

na poziomie całej UE i przekazanie jej do 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.

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)¹²⁾, 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.

Tabela 43. 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 ze zm.
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 ze zm.
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 ze zm.
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, ze zm.

Źródło: Opracowanie własne URE.

W omawianym okresie były kontynuowane, zapoczątkowane w 2020 r., prace nad zmianą rozporządzenia 2015/1222 w zakresie dostosowania go do przepisów wprowadzonych rozporządzeniem 2019/943, a także w celu zmiany lub uzupełnienia przepisów, które w opinii organów regulacyjnych oraz ACER należy zweryfikować, a co zostało stwierdzone już podczas stosowania tego rozporządzenia.

W grudniu 2022 r. zakończono prace nad opracowaniem wytycznych ramowych ACER dla nowych regulacji dotyczących strony popytowej¹³⁾. Dokument przygotowano zgodnie z art. 59 ust. 1 lit. e rozporządzenia (UE) 2019/943 i na podstawie wniosku Komisji Europejskiej.

¹²⁾ Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych zostały ustalone decyzją ACER nr 06/2016 z 17 listopada 2016 r. (opublikowaną na stronie internetowej ACER: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2016%20on%20CCR.pdf), ze zmianami.

¹³⁾ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/FG_DemandResponse.pdf

Tabela 44. Metody lub warunki zatwierdzone w 2021 r.¹⁴⁾

Wytyczne KE/ Kodeks Sieci/ Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję
2015/1222	Zmiana regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	UE	Decyzja ACER Nr 04/2021 z 7 maja 2021 r.
2015/1222	Zmiana metody podziału dochodu z ograniczeń	UE	Decyzja ACER Nr 16/2021 z 17 grudnia 2021 r.
2015/1222	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego	CCR Core	Decyzja Prezesa URE z 8 czerwca 2021 r.
2015/1222	Zmiana procedur rezerwowych	CCR Core	Decyzja ACER Nr 02/2021 z 30 marca 2021 r.
2015/1222	Wspólna metoda skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego i następnego	CCR Hansa	Decyzja Prezesa URE z 19 maja 2021 r.
2015/1222	Wspólna metoda podziału kosztów redysponowania i zakupów przeciwnych	CCR Hansa	Decyzja Prezesa URE z 15 marca 2021 r.
2015/1222	Zmiana wspólnej metody skoordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	CCR Hansa	Decyzja Prezesa URE z 19 maja 2021 r.
2016/1447	Wymogi ogólnego stosowania dla przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego		Decyzja Prezesa URE
2016/1719	Metoda podziału kosztów poniesionych w celu zapewnienia gwarantowania praw przesyłowych i zapłaty za długoterminowe prawa przesyłowe	UE	Decyzja ACER Nr 12/2021 z 4 października 2021 r.
2016/1719	Zmiana ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	UE	Decyzja ACER Nr 15/2021 z 29 listopada 2021 r.
2016/1719	Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	CCR Core	Decyzja ACER Nr 14/2021 z 3 listopada 2021 r.
2016/1719	Zmiana wymagań regionalnych w ramach ujednoliconego regulaminu alokacji	CCR Core	Decyzja Prezesa URE z 23 grudnia 2021 r.
2016/1719	Zmiana wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	CCR Hansa	Decyzja Prezesa URE z 12 października 2021 r.
2017/1485	Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE		Decyzja Prezesa URE
2017/1485	Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	CCR Hansa	Decyzja Prezesa URE z 4 stycznia 2021 r.
2017/2196	Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających 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 2017/2196)		Decyzja Prezesa URE

¹⁴⁾ Decyzje dostępne na stronach:

- ACER: <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>
- PURE: ure.gov.pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje
- <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4002,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2021-r.html>

Wytyczne KE/ Kodeks Sieci/ Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję
2017/2195	Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	CCR Baltic	Decyzja ACER Nr 10/21 z 13 sierpnia 2021 r.
2017/2195	Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	CCR Core	Decyzja ACER Nr 11/2021 z 13 sierpnia 2021
2017/2195	Zmiana ram dla ustanowienia europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych	Obszar geograficzny obejmujący OSP prowadzących proces zastępowania rezerw	Decyzja Prezesa URE z 15 października 2021 r.

Źródło: Opracowanie własne URE.

Ponadto w 2021 r. na podstawie rozporządzenia (UE) 2019/943, wydana została decyzja przyznająca PSE S.A. odstępstwo od obowiązku udostępniania minimalnych poziomów międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego w 2022 r.

W 2021 r. Prezes URE zmieniał dwukrotnie Warunki dotyczące bilansowania (WDB) na podstawie rozporządzenia 2017/2195.

Tabela 45. Metody lub warunki zatwierdzone w 2022 r.¹⁵⁾

Wytyczne KE/ Kodeks Sieci/ Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję
2015/1222	Zmiana procedur rezerwowych	CCR Hansa	Decyzja Prezesa URE z 13 maja 2022 r.
2015/1222	Zmiana metody podziału kosztów rozdysponowania lub zakupów przeciwnych	CCR Hansa	Decyzja Prezesa URE z 20 października 2022 r.
2015/1222	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego	CCR Core	Decyzja ACER Nr 06/2022 z 19 kwietnia 2022 r.
2015/1222	Zmiana procedur rezerwowych	CCR Core	Decyzja Prezesa URE z 8 kwietnia 2022 r.
2016/1719	Zmiana metody podziału, kosztów ustanowienia, rozwoju i obsługi wspólnej platformy alokacji	UE	Decyzja ACER Nr 09/2022 z 18 lipca 2022 r.
2016/1719	Zmiana metody podziału dochodu z ograniczeń	UE	Decyzja ACER Nr 10/2022 z 18 czerwca 2022 r.
2016/1719	Zmiana zasad nominacji fizycznych praw przesyłowych	granice obszarów rynkowych pomiędzy Austrią, Chorwacją, Czechami, Niemcami, Węgrami, Polską, Słowacją i Słowenią	Decyzja Prezesa URE z 28 kwietnia 2022 r.

¹⁵⁾ Decyzje dostępne na stronach:

- ACER: <https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions>
- PURE: ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje
- <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4193,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2022-r.html>

Wytyczne KE/ Kodeks Sieci/ Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję
2017/2195	Odstępstwo od wymogu wdrożenia terminu, w jakim operator systemu przesyłowego korzysta z europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR)	Polska	Decyzja Prezesa URE z 20 czerwca 2022 r.
2017/2195	Odstępstwo od wymogu wdrożenia terminu, w jakim operator systemu przesyłowego korzysta z europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (mFRR)	Polska	Decyzja Prezesa URE z 20 czerwca 2022 r.
2017/2195	Zmiana ram wdrażania dla europejskiej platformy procesu kompensowania niezbilansowań	UE	Decyzja ACER Nr 16/2022 z 30 września 2022 r.
2017/2195	Zmiana ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR)	UE	Decyzja ACER Nr 15/2022 z 30 września 2022 r.
2017/2195	Zmiana ram wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (mFRR)	UE	Decyzja ACER Nr 14/2022 z 30 września 2022 r.
2017/2195	Zmiana metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań	UE	Decyzja ACER Nr 3/2022 z 25 lutego 2022 r.
2017/2196	Zmiana wykazu 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 2017/2196	Polska	Decyzja Prezesa URE z 17 maja 2022 r.
2017/1485	Zasady określania wielkości rezerw odbudowy częstotliwości (FRR)	Blok LFC (PSE S.A.)	Decyzja Prezes URE z 27 czerwca 2022 r.
2017/1485	Środki mające na celu ograniczenie uchybu regulacyjnego odbudowy częstotliwości (FRCE) oraz koordynacja działań zmierzających do zmniejszenia FRCE	Blok LFC (PSE S.A.)	Decyzja Prezes URE z 27 czerwca 2022 r.
2017/1485	Przedłużenie okresu osiągnięcia porozumienia organów regulacyjnych obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej w sprawie propozycji dotyczącej minimalnego okresu aktywacji, który muszą zapewniać dostawcy FCR (z ang. frequency containment reserve) zgodnie z art. 156 ust. 10 rozporządzenia 2017/1485	Obszar synchroniczny Europy kontynentalnej	Decyzja ACER Nr 08/2022 z 18 lipca 2022 r.

Źródło: URE.

Ponadto w 2022 r. na podstawie rozporządzenia (UE) 2019/943, wydane zostały następujące decyzje¹⁶⁾:

- decyzja ACER nr 11/2022 w sprawie alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych, które mają być wykorzystane w przeglądzie obszarów rynkowych,
- decyzja ACER nr 05/2022 w sprawie określenia regionów zarządzania pracą połączonych systemów,
- decyzja Prezesa URE zatwierdzająca wkład do sprawozdania OSP za rok 2020 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z trajektorią liniową określoną w planie działania,
- decyzja Prezesa URE zatwierdzająca wkład do sprawozdania OSP za rok 2021 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z trajektorią liniową określoną w planie działania,
- decyzja Prezesa URE dotycząca przyznania OSP odstępstwa od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego, zgodnie z wymaganiami wynikającymi z art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943.

W 2022 r. Prezes URE zmieniał trzykrotnie Warunki dotyczące bilansowania (WDB) na podstawie rozporządzenia 2017/2195.

W latach 2021–2022 Prezes URE dwukrotnie zatwierdził zmiany obowiązującego dokumentu pt.: „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)”. Zmiany Wykazu SGU wynikały z konieczności aktualizacji dokumentów: Plan obrony systemu i Plan odbudowy w zakresie Wykazu SGU w związku z wycofaniem z pracy modułów wytwarzania energii jak i uruchomieniem modułów wytwarzania energii – klasyfikowanych jako istniejące i nowe moduły wytwarzania energii zgodnie z zgodnie z rozporządzeniem 2016/631.

Wdrażanie przyłączeniowych kodeksów sieci (rozporządzenie 2016/631, rozporządzenie 2016/1388 oraz rozporządzenie 2016/1447)

W latach 2021–2022 Prezes URE kontynuował działania związane z przyłączeniowymi kodeksami sieci.

W zakresie rozporządzenia 2016/631 do Prezesa URE wpłynęły dwa wnioski OSD o wydanie decyzji na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a ppkt (iii) tego rozporządzenia o konieczności zmiany obowiązującej umowy przyłączeniowej bądź zawarcia nowej umowy przyłączeniowej oraz objęcia przedmiotowego zakresu modyfikacji wymienionymi we wniosku wymogami tego rozporządzenia. Zgodnie z procedurą określoną w art. 4 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2016/631, właściciele zakładów wytwarzania energii, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację obiektu lub wymianę urządzeń, co ma wpływ na zdolności techniczne modułu wytwarzania energii, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu. Jeżeli operator jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń jest taki, że konieczna jest nowa umowa przyłączeniowa, 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. W trakcie pierwszego z prowadzonych postępowań administracyjnych OSD uznał, że nie ma przesłanki do zastosowania w tej sprawie podstawy prawnej z art. 4 ust. 1 lit. a rozporządzenia 2016/631, w efekcie postępowanie zakończyło się pozostawieniem wniosku OSD bez rozpoznania. Drugie postępowanie nie zakończyło się w 2022 r.

W okresie sprawozdawczym prowadzone były dwa postępowania administracyjne wszczęte na 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

¹⁶⁾ Ibidem.

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. Pierwsze postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji Prezesa URE z 31 marca 2021 r. o uznaniu potrzeby zawarcia nowej umowy przyłączeniowej oraz zastosowaniu – stosownego dla tego przypadku – wymogu rozporządzenia 2016/1388. Drugie postępowanie nie zakończyło się w 2022 r.

W lutym 2022 r. do Prezesa URE wpłynęły dwa wnioski właściciela modułu wytwarzania energii w sprawie o przedłużenie ważności tymczasowych pozwoleń na użytkowanie „ION” wydanych przez OSP odrębnie dla dwóch modułów wytwarzania energii typu D. Pozwolenie ION uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do eksploatacji modułu wytwarzania energii oraz wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci przez określony czas i wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania procesu weryfikacji danych i analiz wymaganych na mocy art. 35 rozporządzenia 2016/631. Maksymalny okres, przez który właściciel zakładu wytwarzania energii może utrzymać status pozwolenia ION, wynosi 24 miesiące, przy czym art. 35 ust. 5 rozporządzenia 2016/631 dopuszcza możliwość przedłużenia tego okresu – jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa zostanie złożony do właściwego operatora systemu przed upływem ww. okresu zgodnie z procedurą odstępstwa ustanowioną w art. 60 rozporządzenia 2016/631.

W procedurze tej przyznano organom regulacyjnym uprawnienie do przyznawania odstępstw na wnioski właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii, właściwego operatora systemu lub właściwego operatora systemu przesyłowego – od przepisu lub przepisów niniejszego tego rozporządzenia. Po przeprowadzeniu postępowania Prezes URE postanowił, w drodze decyzji, o przedłużeniu okresu, przez który właściciel modułu wytwarzania energii może utrzymać status pozwoleń na użytkowanie ION – wydanych przez OSP odrębnie dla dwóch modułów wytwarzania energii typu D¹⁷⁾. Informacja o odstępstwach została zamieszczona w prowadzonym przez Prezesa URE, zgodnie z art. 64 rozporządzenia 2016/631, Rejestrze odstępstw od wymogów przyłączeniowych kodeksów sieciowych publikowanym na stronie internetowej URE¹⁸⁾ oraz została opublikowana na dedykowanym rejestrze odstępstw prowadzonym przez ACER¹⁹⁾.

W IV kwartale 2022 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek właściciela modułu wytwarzania energii typu B o przyznanie odstępstwa od niektórych wymogów rozporządzenia 2016/631. Postępowanie nie zakończyło się w 2022 r.

W związku z wątpliwościami dotyczącymi kwalifikacji instalacji, w październiku 2022 r. OSD złożył wniosek o rozstrzygnięcie, czy dany moduł wytwarzania spełnia wymogi uznania za istniejący, czy nowy w rozumieniu rozporządzenia 2016/631. Biorąc pod uwagę postanowienia art. 8a ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym w wątpliwych przypadkach to OSD, 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. Postępowanie nie zakończyło się w 2022 r.

W 2021 r. zostało zakończone badanie przeprowadzone przez Prezesa URE w celu oceny realizacji przez operatorów systemów elektroenergetycznych obowiązków nałożonych przyłączeniowymi

¹⁷⁾ Do typu D zalicza się moduły wytwarzania energii o wartość mocy maksymalnej począwszy od 75 MW, a także wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV

¹⁸⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/rejestr-odstepstw-od-wymogow-p/4301,Rejestr-odstepstw-od-wymogow-przylaczeniowych-kodeksow-sieciowych.html>

¹⁹⁾ <https://aegis.acer.europa.eu/record/>

kodeksami sieci w zakresie przyłączenia w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób wytwórców energii elektrycznej, odbiorców, sieci i połączeń prądu stałego. Badanie zostało przeprowadzone jeszcze w 2020 r. i obejmowało rok 2019, tj. okres, w którym rozpoczęło się stosowanie wymagań wynikających z przyłączeniowych kodeksów sieci. 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. Badanie wykazało, że większość operatorów wypełnia obowiązki wynikające z przyłączeniowych kodeksów sieci. Pozostała grupa operatorów jest w trakcie realizacji tych obowiązków lub powinna podjąć stosowne działania w celu ich zrealizowania. Po zakończonym badaniu Prezes URE wystosował pismo do wszystkich OSD z przypomnieniem o obowiązku stosowania przepisów przyłączeniowych kodeksów sieci oraz wypełnianiu obowiązków i wymogów w nich zawartych, a także do podjęcia stosownych działań w celu wyeliminowania ewentualnych nieprawidłowości, jakie zostały zidentyfikowane w przeprowadzonym badaniu.

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 54,3 GW w grudniu 2021 r. oraz przekraczając poziom 59 GW na koniec 2022 r. Odnosząc się do mocy dyspozycyjnych i rezerw mocy w KSE należy stwierdzić, że w latach 2021–2022 kształtowały się one na stabilnym poziomie z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Należy mieć jednak na względzie, że maksymalne zapotrzebowanie na moc w 2022 r. było nieznacznie niższe od referencyjnej wartości z 2021 r.

Ograniczenia w dostawach i poborze energii elektrycznej

W okresie sprawozdawczym 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 ustawy.

W wyniku podejmowanych działań przez większość dni 2021 r. i 2022 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 2021 r.:

- decyzją Prezesa URE z 8 lipca 2021 r., na wniosek operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zmieniono aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązującą w okresie 01.09.2020 r. – 31.08.2021 r.,
- decyzją Prezesa URE z 8 lipca 2021 r., na wniosek operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, została uzgodniona z Prezesem URE aktualizacja „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej”, obowiązująca w okresie 01.09.2021 r. – 31.08.2022 r.

W 2022 r.:

- decyzją Prezesa URE z 31 maja 2022 r., na wniosek operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, został uzgodniony z Prezesem URE „Plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od dnia 1 czerwca 2022 r. do dnia 31 maja 2023 r.”. Zmiana okresu obowiązywania Planu wynika z wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła²⁰⁾.

Stosownie do przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne, 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 OSP pozostaje odpowiedzialna za bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej.

²⁰⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 2209.

W latach 2021–2022 OSP przeprowadził szereg projektów inwestycyjnych w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE²¹⁾. Do najważniejszych należały:

w 2021 r.

- budowa dwutorowej linii 400 kV Piła Krzewina – Plewiska (załączono tor nr 2, który pracuje czasowo na napięciu 220 kV),
- budowa dwutorowej linii 400 kV Pasikurovice – Czarna/Mikułowa (od stacji Pasikurovice do wprowadzenia do stacji Czarna),
- budowa dwutorowej linii 400 kV Pątnów – Jasiniec (załączono tor nr 1, który pracuje czasowo w relacji Kromolice – Jasiniec),
- uruchomienie toru nr 1 linii 400 kV Pelplin – Gdańsk Przyjaźń,
- wprowadzenie toru nr 2 linii 400 kV Kromolice – Pątnów do stacji Pątnów,
- budowa jednotorowej linii 220 kV Glinki – Reclaw,
- budowa jednotorowej linii 220 kV Radkowice – Kielce Piaski,
- modernizacja linii 220 kV Janów – Rogowiec, Rogowiec – Piotrków,
- modernizacja linii 220 kV Byczyna – Jamki, Byczyna – Koksochemia,
- modernizacja linii 220 kV Joachimów – Łągisza/Wrzosowa,
- budowa stacji 220/110 kV Praga (Żerań),
- budowa stacji 400(220)/110 kV Pelplin,
- budowa stacji 400/110 kV Żydowo Kierzkowo,
- rozbudowa stacji 110 kV Reclaw o rozdzielnię 220 kV,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla wprowadzenia linii 400 kV,
- rozbudowa i modernizacja stacji 400/220 kV Krajnik,
- rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia FW Wielkopolska,

w 2022 r.

- budowa linii 400 kV Krajnik – Baczyna bez wprowadzenia do stacji Baczyna (linia pracuje czasowo na napięciu 220 kV w relacji Krajnik – Gorzów),
- wprowadzenie kablowe linii 220 kV Miłosna – Mory do stacji 220/110 kV Praga (Żerań),
- modernizacja linii 400 kV: Krajnik – Morzyczyn, Morzyczyn – Dunowo oraz Krajnik – Baczyna na odcinku wykorzystującym istniejącą linię 400 kV Krajnik – Plewiska,
- modernizacja linii 220 kV Rogowiec – Pabianice,
- modernizacja (odkupionej od ENEA Operator Sp. z o.o.) linii 220 kV Morzyczyn – Reclaw,
- wymiana dławików aktywnych typu ConTune wraz z aparaturą towarzyszącą na filtry pasywne w stacji Słupsk DC,
- modernizacja wyposażenia jednostek transformatorowych w stacji 400/220/110 kV Plewiska.

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 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.

²¹⁾ Nie wszystkie zostały zakończone pod względem formalnym.

W latach 2021–2022 PSE S.A. realizowała za pośrednictwem Domu Maklerskiego Banku Ochrony Środowiska S.A. giełdowy zakup energii na rynkach prowadzonych przez TGE S.A. – była to jedyna forma zakupu, w ramach której PSE S.A. dokonała nabycia wymaganego wolumenu energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej.

W celu faktycznego zbilansowania zapotrzebowania energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej 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 o wolumenie zgodnym z prognozami opracowanymi przez PSE S.A., realizowanymi na podstawie zleceń zakupu złożonych na rynku giełdowym.

Koszty energii elektrycznej na pokrycie strat powstałych w sieci przesyłowej są kosztami poniesionymi przez PSE S.A. na pokrycie różnicy bilansowej w sieci przesyłowej, które w kalkulacji taryfy PSE S.A. przenoszone są przez opłatę sieciową zmienną.

Zgodnie z powyższym, PSE S.A. poniosła następujące koszty zakupu energii na pokrywanie różnicy bilansowej, które obejmowały (w następujących ilościach i wartościach)²²⁾:

w 2021 r.

- 507 624,4 tys. zł – łączny koszt zakupu energii elektrycznej w ilości 1 652 959 MWh, w ramach zleceń złożonych na rynkach giełdowych prowadzonych przez TGE S.A.,
- 54 759,4 tys. zł – łączny koszt zakupu energii z tytułu rozliczeń na Rynku Bilansującym²³⁾ w ilości 112 531 MWh,
- 562 383,8 tys. zł – sumaryczny koszt zakupu energii na pokrywanie różnicy bilansowej (wraz z prowizją Domu Maklerskiego Banku Ochrony Środowiska S.A. w kwocie: 324,9 tys. zł) w ilości 1 765 490 MWh,

w 2022 r.

- 1 035 701,9 tys. zł – łączny koszt zakupu energii elektrycznej w ilości 1 848 792 MWh, w ramach zleceń złożonych na rynkach giełdowych prowadzonych przez TGE S.A.,
- 49 547,6 tys. zł – łączny koszt zakupu energii z tytułu rozliczeń na Rynku Bilansującym w ilości 42 407 MWh,
- 1 085 538,4 tys. zł – sumaryczny koszt zakupu energii na pokrywanie różnicy bilansowej (wraz z prowizją Domu Maklerskiego Banku Ochrony Środowiska S.A. w kwocie 288,9 tys. zł) w ilości 1 891 199 MWh.

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, także za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

PSE S.A., stosując się do wymogów wynikających z obowiązujących regulacji prawnych, zarządza przepływami energii elektrycznej w oparciu o umowy bilateralne (zawierane z sąsiadującymi OSP), jak i wielostronne (zawierane w ramach inicjatyw regionalnych i stowarzyszeń).

Zasady współpracy OSP z obszaru Europy kontynentalnej reguluje umowa Synchronous Area Framework Agreement (SAFA), która weszła w życie w kwietniu 2019 r., wypełniając wymagania rozporządzenia 2017/1485 (dalej „SO GL”). W 2021 r. do umowy SAFA wprowadzono szereg aktualizacji obejmujących m.in. wdrożenie od 1 czerwca 2021 r. w obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej

²²⁾ Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi według stanu na dzień sporządzania informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

²³⁾ 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.

procesu FSKAR, w ramach którego rozliczeniu podlegają: energia nieplanowa, energia wynikająca z odchyłki częstotliwości oraz energia rampy. W latach 2021–2022 umowa była siedemnastokrotnie aktualizowana – zmiany obejmowały aktualizacje procedur i metodyk, obowiązujących w obszarze Europy kontynentalnej.

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 (SOA). PSE S.A. zawarła i wykonuje umowy tego typu z innymi OSP, w tym z OSP spoza obszaru Europy kontynentalnej, z którymi KSE ma połączenia transgraniczne asynchroniczne (tj. kable HVDC, połączenia ze wstawkami B2B) oraz z krajami trzecimi (tj. niemieckim 50 Hertz Transmission GmbH, czeskim ČEPS, a.s., słowackim SEPS, a.s., szwedzkim Svenska Kraftnät, ukraińskim NEK UKRENERGO oraz litewskim Litgrid AB).
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 oraz utworzona przez 10 OSP z TSC spółka TSCNET działająca jako Regional Coordination Center – RCC zgodnie z kodeksami i wytycznymi sieciowymi).
4. Umów związanych z działaniem połączonych rynków energii (realizacja procesów alokacji zdolności przesyłowych, ograniczenia alokacyjne, MultiNEMO Arrangements – MNA).

Zgodnie z IRIESP, 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 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 z SAFA.

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, w tym: (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 2021–2022 poszczególni operatorzy poinformowali o przeprowadzeniu szeregu wspólnych działań z OSP.

Poniżej zaprezentowano skrótowe zestawienie zrealizowanych projektów, według relacji stron.

✓ 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 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. W 2022 r. podobnie jak w 2021 r., pracownicy Dyspozycji Stoen Operator uczestniczyli w szkoleniach obszarowych, zrealizowanych w trybie zdalnym w sesjach wiosennej i jesiennej, oraz w trybie standardowym w szkoleniu dyspozytorskim na symulatorze sieci.

✓ ENEA Operator Sp. z o.o.

W celu utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, służby ENEA Operator Sp. z o.o. współpracują ze służbami Operatora Systemu Przesyłowego PSE S.A. oraz ze służbami pozostałych OSD (TAURON Dystrybucja, ENERGA-OPERATOR) w zakresie prowadzenia ruchu sieci koordynowanej 110 kV na terenie ENEA Operator Sp. z o.o. 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 Sp. z o.o. współpracuje z PSE Innowacje Sp. z o.o. w zakresie cyklicznych szkoleń dyspozytorów mocy na symulatorze KSE.

✓ ENERGA-OPERATOR S.A.

W 2022 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 wyłączeń 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.

✓ TAURON Dystrybucja S.A.

W ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, zostały podjęte działania polegające m.in. na:

- utrzymaniu ciągłej współpracy służb dyspozytorskich operatora systemu przesyłowego i TAURON Dystrybucja S.A. podczas przeglądów planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach oraz odbudowy systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu takiej awarii,
- opracowaniu wspólnie z OSP założeń do sporządzania ekspertyz wpływu na bezpieczeństwo pracy krajowego systemu elektroenergetycznego przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV TAURON Dystrybucja S.A. nowych odbiorców lub źródeł wytwórczych, a następnie uzgadnianiu z nim na podstawie wyników tych ekspertyz warunków przyłączenia tych podmiotów,
- aktualizacji planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dla odbiorców w trybie automatycznym i awaryjnym,
- przeprowadzeniu w ramach cyklicznych spotkań Zespołu ds. Ruchu przy PTPiREE dyskusji nad bieżącymi zagadnieniami, a w szczególności dokonywaniu oceny pracy KSE oraz wpływu nowych regulacji prawnych na działalność w zakresie przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej,
- organizacji prac eksploatacyjnych na sieci dystrybucyjnej w sposób umożliwiający ograniczenie czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej lub całkowite wyeliminowanie tych przerw, a w szczególności wykorzystaniu najlepszych praktyk w zakresie organizacji służb terenowych oraz minimalizacji czasu dotarcia do miejsca awarii i skutecznej jej likwidacji oraz rozszerzeniu zakresu stosowania techniki prac pod napięciem i wykorzystania agregatów prądotwórczych,
- stosowaniu nowych technologii w zakresie diagnostyki napowietrznych linii elektroenergetycznych oraz transformatorów,
- wycince oraz pielęgnacji drzewostanu w bezpośrednim sąsiedztwie linii elektroenergetycznych wszystkich poziomów napięć,
- stałym monitorowaniu oraz analizowaniu wskaźników dotyczących jakości dostaw energii elektrycznej na poszczególnych obszarach działania przedsiębiorstwa,
- utrzymywaniu i rozwijaniu zróżnicowanych kanałów komunikacyjnych do zgłaszania przez odbiorców przerw w zasilaniu w energię elektryczną.

✓ PGE Dystrybucja S.A.

W ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, 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, dodatkowo przedsiębiorstwo realizowało nastawienia przekaźników SCO według planu nastawień,
- w ramach aktualizacji Planów obrony i odbudowy KSE zaktualizowano:
 - tzw. Kwestionariusze C i D dotyczące możliwości pracy odpowiednio stacji i elektrowni w warunkach zaniku napięcia i ich wykorzystania w procesie odbudowy KSE;
 - „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 dotrzymywania 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 dotrzymywania 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 dotrzymywania przez przedsiębiorstwa sieciowe standardów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom energii elektrycznej w całym kraju.

Zgodnie z § 41 rozporządzenia systemowego 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 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.

Weryfikacja IRiESD OSD w latach 2021–2022

Zgodnie z art. 9g ust. 8b ustawy – Prawo energetyczne OSD są obowiązani do opracowania IRiESD i zamieszczenia jej na swojej stronie internetowej oraz udostępnienia w siedzibie do publicznego wglądu wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

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.

Oddziały w ramach kontrolowania wypełniania przez OSD ich zadań, w okresie sprawozdawczym przeprowadziły weryfikację 32 przedsiębiorstw, które zostały wezwane do przedstawienia stosownych wyjaśnień i dokumentów związanych z realizacją obowiązku opracowania IRiESD, stosownie do zakresu prowadzonej działalności.

Analiza większości nadesłanych do oddziałów terenowych IRiESD wykazała, że zostały one opracowane w sposób prawidłowy i zawierały wszelkie niezbędne elementy określone w przepisach, a co za tym idzie – nie było podstaw do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzania kar pieniężnych.

OT Szczecin w wyniku weryfikacji przedstawionych dokumentów oraz wyjaśnień wykazał natomiast braki bądź nieprawidłowości głównie w zakresie:

- 1) zmian zapisów IRiESD dotyczących istotnych zapisów odnoszących się do prosumenta energii odnawialnej,
- 2) zmian zapisów IRiESD dotyczących przyłączania do sieci prosumenta – zgodność z treścią art. 7 ust. 8d⁷ ustawy – Prawo energetyczne,
- 3) zapisów IRiESD dotyczących zasad/procedur i terminów przekazywania danych pomiarowych dla uczestników rynku energii,
- 4) uzyskania informacji na temat zaistniałych w praktyce u OSD następujących aspektów/kwestii regulowanych w IRiESD:
 - a) aktualnych standardów jakościowych obsługi odbiorców (m.in. zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców, postępowania reklamacyjne);

Tabela 46. Kontrolowanie przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego w zakresie związanym z realizacją obowiązku opracowania IRiESD

OT URE	2021 [szt.]	2022 [szt.]	Razem [szt.]
OT Gdańsk	2	0	2
OT Katowice	0	0	0
OT Kraków	5	2	7
OT Lublin	1	2	3
OT Łódź	4	3	7
OT Poznań	1	1	2
OT Szczecin	2	3	5
OT Wrocław	4	2	6
OGÓŁEM	19	13	32

Źródło: URE.

- b) aktualnego procesu przywracania zasilania w przypadku awarii sieciowej spowodowanej siłami zewnętrznymi (jak w okresie ewentualnych burz, huraganów, orkanów itp.) – powinien być zgodny z elementami IRiESD typu Bezpieczeństwo Dostaw Energii Elektrycznej, Awaria Sieciowa i Awaria w Systemie,
- 5) niedostosowania IRiESD do zatwierdzonych przez Prezesa URE decyzją z 5 marca 2020 r. „Warunków dotyczących bilansowania”, uwzględnionych w IRiESP sporządzonej przez PSE S.A.,
 - 6) podpisana IRiESD przez osoby inne niż uprawnione do reprezentowania przedsiębiorstwa zgodnie z wpisem do rejestru przedsiębiorców (KRS),
 - 7) braku konsultacji z użytkownikami sieci ws. aktualizacji IRiESD (ostatnia konsultacja w 2011 r.),
 - 8) niezaktualizowanego załącznika zawierającego istotne postanowienia umowy o świadczenie usług dystrybucji.
- W części wskazane powyżej braki lub nieprawidłowości zostały poprawione lub uzupełnione.

1.6.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski

W omawianym okresie czterech OSD realizowało programy zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu (tzw. Programy Zgodności) w wersji dostosowanej do treści „Wytycznych do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania”²⁴⁾, opublikowanych przez Prezesa URE w 2019 r. Dostosowany i zatwierdzony Program Zgodności jednego z operatorów został w 2022 r. zmieniony, w związku ze zmianą nazwy tego operatora (zmiana miała charakter wyłącznie formalny). Postępowanie w sprawie zatwierdzenia zmienionego Programu Zgodności piątego OSD, wszczęte wnioskiem z 31 maja 2019 r., nie zostało zakończone ze względu na brak dostosowania zapisów projektu do wymagań zawartych w Wytycznych Prezesa URE.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych wypełnili obowiązek publikowania Programów Zgodności na swoich stronach internetowych.

W okresie sprawozdawczym wpłynął do URE także nowy wniosek o zatwierdzenie Programu Zgodności, złożony przez operatora, który wskutek zmian właścicielskich i organizacyjnych wszedł w skład grupy kapitałowej posiadającej łącznie powyżej 100 tys. odbiorców energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. W 2022 r. przeprowadzona została analiza wniosku oraz sytuacji prawnej operatora, w zakresie spełniania przez tę spółkę kryteriów pozwalających uznać, że jest ona zobowiązana i jednocześnie uprawniona do przedłożenia Prezesowi URE Programu Zgodności, w celu jego zatwierdzenia. Postępowanie jest kontynuowane w 2023 r.

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 – Programów Zgodności, zostały zarówno w 2021 r., jak i w 2022 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

²⁴⁾ Informacja Prezesa URE nr 15/2019 z 18 lutego 2019 r. w sprawie Wytycznych do treści Programów Zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania.

wyodrębnione od innych stanowisk w danej spółce. W sprawozdaniach za 2021 i 2022 r. nie stwierdzono w tym zakresie uchybień.

Inspektorzy w przedstawionych sprawozdaniach informowali, że dostosowanie Programów Zgodności do Wytycznych Prezesa URE spowodowało wzrost znaczenia zagadnień służących niedyskryminacyjnemu traktowaniu użytkowników systemów wśród członków zarządów oraz wśród pracowników spółek operatorów.

W okresie sprawozdawczym Inspektorzy ds. zgodności opiniowali projekty dokumentów, w tym także umów zawieranych przez spółki operatorskie z podmiotami zewnętrznymi i umów dotyczących współpracy w ramach grup kapitałowych przed ich zatwierdzeniem i stosowaniem, a także dokonywali okresowych przeglądów obowiązujących regulacji wewnętrznych i wzorów dokumentów pod kątem spełnienia wymagań określonych w Programie Zgodności. W celu zapewnienia ochrony informacji sensytywnych, dokonywano również bieżącej analizy danych przekazywanych w związku z nadzorem właścicielskim. Duże znaczenie w obszarze zapobiegania naruszeniom zasad równoprawnego traktowania użytkowników sieci ma także realizowana przez Inspektorów ds. zgodności wykładnia postanowień Programu Zgodności na wniosek zarządu lub pracowników spółki operatora. Inspektorzy udzielali informacji i wyjaśnień w odpowiedzi na pytania dotyczące sposobu działania w konkretnych sprawach.

W trakcie 2021 r. Prezes URE przedstawił, na wniosek operatora, opinię w sprawie zakazu jednoczesnego zatrudnienia pracownika OSD w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną, w szczególności w ramach urlopu bezpłatnego u drugiego pracodawcy oraz w sprawie odrębnej strategii marketingowej OSD, komunikacji, sponsoringu, dobroczynności i CSR. W 2021 r. w skargach wpływających do Prezesa URE pojawiały się wątki nasuwające przypuszczenie, że w konkretnych okolicznościach mogło dojść do naruszenia Programu Zgodności, w związku z czym Prezes URE wezwał właściwego operatora do złożenia wyjaśnień, a w wyniku ich analizy – odstąpił od wszczęcia postępowań w sprawie naruszenia Programu Zgodności, uznając, że zarzuty zgłoszone w skargach nie znalazły uzasadnienia.

Ponadto, ze sprawozdań Inspektorów ds. zgodności za 2022 r. wynika, że u jednego z operatorów zidentyfikowano jeden przypadek naruszenia postanowień Programu Zgodności oraz dziewięć przypadków konfliktu interesów. Podjęto działania mające na celu wyeliminowanie naruszeń. Odnotowano także interwencję Inspektora w dwóch sprawach związanych z przesyłaniem informacji pocztą elektroniczną. Nieprawidłowości zostały niezwłocznie wyeliminowane. W 2022 r. w Urzędzie nie odnotowano skarg dotyczących realizacji czy naruszenia zasad Programów Zgodności. Wpłynęło natomiast pismo wspólnej reprezentacji związków zawodowych działających u jednego z OSD i w powiązanej kapitałowo spółce obrotu, dotyczące realizowanego w grupie kapitałowej projektu „optymalizacja jakości obsługi klienta masowego”. W odpowiedzi Prezes URE wskazał, że szczegółowe stanowisko m.in. na temat funkcjonowania obsługi klientów przez operatorów systemu dystrybucyjnego zostało zawarte w Wytycznych Prezesa URE, opublikowanych na stronie internetowej Urzędu.

Na podstawie informacji przekazanych w sprawozdaniach sformułować można ocenę, że w latach 2021–2022 nie odnotowano przypadków dyskryminacji użytkowników systemu.

1.7. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki

Sieci dystrybucyjne systemu elektroenergetycznego są dziś podstawą skutecznej transformacji sektora energii w Polsce, jednak wymagają dodatkowych, znacznych nakładów finansowych, właściwego otoczenia regulacyjnego oraz harmonizacji kierunków wsparcia poszczególnych sektorów energetyki. Dlatego z inicjatywy Prezesa URE, 6 października 2021 r. zainaugurowano projekt pod nazwą „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” (KET). Celem projektu była diagnoza kluczowych potrzeb związanych z pracą sieci, wynikających z wymogów formalno-prawnych obowiązujących OSD w perspektywie do 2030 r. oraz związanych z rosnącą liczbą źródeł odnawialnych przyłączanych do sieci OSD, identyfikacja narzędzi, które pozwolą zaspokoić te

potrzeby, określenie sposobu i źródeł finansowania oraz ocena ich wpływu na taryfę (społeczeństwo), a także zmiana modelu regulacyjnego OSD wspierająca aktywność inwestycyjną OSD, w szczególności inwestycje związane z szeroko rozumianą elastycznością pracy sieci (w tym optymalizacja przyłączy źródeł OZE oraz maksymalizacja odbioru energii z tych źródeł).

W pracach nad przygotowaniem dokumentu Karty uczestniczyli przedstawiciele czterech ministerstw odpowiedzialnych za sektor energii w Polsce: Klimatu i Środowiska, Aktywów Państwowych, Funduszy i Polityki Regionalnej, Rozwoju i Technologii, a także Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE), małych operatorów systemów dystrybucyjnych zrzeszonych w Ogólnopolskim Stowarzyszeniu Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej, Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) oraz niezależni eksperci rynkowi, w tym przedstawiciele świata nauki i praktycy branżowi.

W toku przeprowadzonych prac zrealizowane zostały następujące zadania:

- określenie wymogów formalno-prawnych wynikających z przepisów prawa obowiązujących OSD w perspektywie do 2030 r., w tym propozycji niezbędnych zmian legislacyjnych w celu ułatwienia realizacji inwestycji,
- ocena obecnego poziomu i możliwości realizacji ww. wymogów do 2030 r.,
- opracowanie propozycji scenariuszy inwestycyjnych na lata 2023–2030:
 - scenariusz 1 „Inwestycje konieczne” – wynika z realizacji wymogów formalno-prawnych oraz w zakresie przyłączy nowych wytwórców i odbiorców, jest pochodną trendów wynikających z obecnie zawartych umów o przyłączenie oraz wydanych warunków przyłączenia;
 - scenariusz 2 „Inwestycje PEP 2040” – zapewnia pełną realizację zapisów polityki energetycznej państwa PEP 2040, a w zakresie przyłączy nowych wytwórców, poprzez skierowanie przez OSD znacznych środków na rozwój sieci, umożliwi zwiększenie poziomu mocy dostępnej dla OZE oraz umożliwi stopniowe przekształcanie sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową),
- analiza poszczególnych scenariuszy inwestycyjnych w zakresie możliwości i źródeł ich finansowania przez OSD (taryfa, absorpcja środków pomocowych),
- analiza wpływu poszczególnych scenariuszy inwestycyjnych na wzrost taryfy.

7 listopada 2022 r., między regulatorem sektorowym a branżą dystrybucyjną (pięcioma największymi dystrybutorami energii w kraju: ENEA Operator, ENERGA-OPERATOR, PGE Dystrybucja, Stoen Operator i TAURON Dystrybucja), zawarto porozumienie²⁵⁾ określające najistotniejsze zasady prowadzenia partnerskiego dialogu pomiędzy interesariuszami sektora dystrybucji a regulatorem w osobie Prezesa URE. W porozumieniu zostały wskazane obszary, w których decyzje organu regulacyjnego będą wypracowywane we współpracy i w porozumieniu z przedsiębiorstwami energetycznymi. Karta ma charakter otwarty, co oznacza, że każdy OSD, bez względu na skalę działalności dystrybucyjnej, może w dowolnym czasie przystąpić do projektu i poddać się postanowieniom Karty.

Efektom podpisanej KET będą inwestycje związane z:

- zwiększeniem mocy zainstalowanej OZE w horyzoncie do 2030 r. (z udziałem prosumentów) do ok. 50 GW, tj. o ok. 230 proc. (planowany udział OZE w miksie energii elektrycznej na poziomie 50 proc. po uwzględnieniu mocy przyłączanej do sieci PSE S.A.),
- cyfryzacją i automatyzacją sieci i usług, co będzie skutkowało zwiększeniem elastyczności sieci, wsparciem transformacji rynku energii (aktywności uczestników rynku, rozwoju nowych produktów i usług),
- montażem ok. 18 mln Liczników Zdalnego Odczytu (smart metering) do końca 2030 r.,
- przyłączeniem ok. 2 mln nowych odbiorców do 2030 r.

W perspektywie najbliższych dziesięciu lat, w KSE ma powstać ponad 20 GW źródeł słonecznych (bez uwzględniania prosumenckich powstałych po 31 grudnia 2021 r.) o potencjale produkcyjnym

²⁵⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10630,Rynek-energii-elektrycznej-historyczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-opera.html?search=366578648011>

rzędu 21 TWh, ponad 14 GW lądowych elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 37 TWh oraz 10,9 GW morskich elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 40 TWh.

Wraz z potencjałem produkcyjnym innych rodzajów OZE, oznacza to możliwość produkcji ponad 100 TWh rocznie energii odnawialnej w perspektywie 2030 r., co istotnie przekroczy 50 proc. zapotrzebowania na energię elektryczną netto w Polsce, biorąc pod uwagę obecne prognozy i stanowi znacznie więcej niż poziomy zakładane w krajowych dokumentach strategicznych.

Należy wskazać, że KET tworzy stabilne otoczenie regulacyjne dla przedsiębiorstw energetycznych w wieloletnim horyzoncie czasowym w zakresie, w jakim dotyczy ono prowadzenia inwestycji w modernizację i rozwój sieci. Tym samym przyczyni się do uproszczenia procesu podejmowania decyzji inwestycyjnych, powinna też ułatwić OSD pozyskiwanie części środków – szacowanych łącznie na 130 mld zł – na inwestycje ze źródeł innych niż taryfa.

Celem projektu jest skuteczna realizacja priorytetów transformacji, w tym wzmocnienie i rozbudowa sieci zapewniających jak najwyższy poziom bezpieczeństwa energetycznego odbiorcom końcowym, z uwzględnieniem lokalnego wymiaru tego bezpieczeństwa, poprzez sprawne przyłączanie do sieci rozproszonych OZE, magazynów energii oraz instalacji hybrydowych, umożliwianie stosowania usług elastyczności na poziomie sieci dystrybucyjnych oraz poprawę efektywności energetycznej.

W pierwszej połowie 2023 r. w ramach KET zostały zorganizowane, pod kierownictwem Prezesa URE, spotkania z innymi podmiotami zrzeszającymi uczestników rynku, celem omówienia głównych problemów związanych z ich uczestnictwem w szeroko rozumianym rynku energii oraz propozycji ich ewentualnego złagodzenia lub wyeliminowania w ramach dalszych prac pomiędzy URE a OSD w zakresie niezbędnych inwestycji lub działań optymalizacyjnych.

Dodatkowo planowane jest opracowanie niezbędnych zmian modelu regulacyjnego OSD oraz zainicjowanie i przeprowadzenie koniecznych zmian legislacyjnych uwzględniających nowe wymagania regulacyjne oraz zapewniających m.in. środki pomocowe dla OSD.

1.8. Elektromobilność

Prezes URE w ramach kompetencji wynikających z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych kontynuował wyznaczanie przedsiębiorstw energetycznych do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania na ogólnodostępnych stacjach ładowania, które zostaną wybudowane przez OSD właściwego ze względu na lokalizację stacji ładowania wskazanej w przyjętym przez radę gminy – planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. Do pełnienia tych funkcji Prezes URE wyznacza przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, które dokonuje sprzedaży energii elektrycznej do największej liczby odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej na terenie gminy, w której ma pełnić funkcję operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania (postępowanie w tej sprawie prowadzone jest na wniosek organu wykonawczego właściwej gminy).

W latach 2021–2022 Prezes URE przeprowadził łącznie 30 postępowań administracyjnych, w wyniku których wyznaczył przedsiębiorstwa energetyczne do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych stacji ładowania i dostawcy usług ładowania na terenie 30 gmin²⁶⁾. Na wnioski organów wykonawczych gmin, dwie decyzje wydane przez Prezesa URE zostały zmienione poprzez zastąpienie części ogólnodostępnych stacji ładowania stacjami rezerwowymi, ujętymi w przyjętych przez rady gmin – planach budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. W jednym przypadku postępowanie administracyjne wszczęte na wniosek przedłożony przez organ wykonawczy gminy o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych

²⁶⁾ Wykaz tych gmin został udostępniony na stronie internetowej URE: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/operatorzy-ogolnodostep/9283,Wykaz-przedsiębiorstw-energetycznych-wyznaczonych-do-pełnienia-funkcji-operatora.html>

stacji ładowania i dostawcy usług ładowania na obszarze gminy zostało umorzone ze względu na bezprzedmiotowość po wejściu w życie od 24 grudnia 2021 r. przepisu art. 25 nowelizacji ustawy o elektromobilności²⁷⁾. Zgodnie z tym przepisem do: (i) rozpoczętej budowy ogólnodostępnej stacji ładowania, która nie została oddana do eksploatacji przed 24 grudnia 2021 r., (ii) budowy ogólnodostępnej stacji ładowania nierozpoczętej przed 24 grudnia 2021 r., której termin przyłączenia przez OSD, zgodnie z programem przyłączania, o którym mowa w art. 62 ust. 11 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych przed nowelizacją upływa 31 grudnia 2021 r. – stosuje się m.in. przepis art. 64 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych przed nowelizacją w brzmieniu dotychczasowym, który określa obowiązek OSD budowy ogólnodostępnych stacji ładowania wskazanych w planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania, a ponoszone przez OSD koszty budowy tych stacji ładowania są zaliczane do kosztów uzasadnionych w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne. W toku postępowania OSD potwierdził brak ogólnodostępnych stacji ładowania spełniających ww. przesłanki art. 25 nowelizacji ustawy o elektromobilności, co stanowiło brak podstawy do wyznaczenia przez Prezesa URE, w drodze decyzji, przedsięwzięcia do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania.

W okresie październik-listopad 2021 r. Prezes URE przeprowadził badanie w celu oceny realizacji przez OSD obowiązku budowy ogólnodostępnych stacji ładowania zgodnie z art. 64 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. W badaniu poddano analizie liczbę wybudowanych przez OSD ogólnodostępnych stacji ładowania w odniesieniu do liczby przewidzianej w przyjętym przez radę gminy – planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania oraz terminowość ich budowy. Dla ogólnodostępnych stacji ładowania w trakcie budowy pozyskano informacje o stopniu zaawansowania prac oraz o przyczynach opóźnienia. Wyniki tego badania zostały wykorzystane w bieżących pracach URE.

24 grudnia 2021 r. weszła w życie nowelizacja ustawy o elektromobilności, która uchyliła dotychczasowe przepisy dotyczące mechanizmu interwencyjnego – w zakresie budowy przez OSD ogólnodostępnych stacji ładowania w związku z implementacją dyrektywy 2019/944 do prawa krajowego oraz nałożyła na Prezesa URE dodatkowe obowiązki. Do najważniejszych z nich należy zaliczyć opracowanie przez Prezesa URE wytycznych zapewniających przeprowadzenie przez OSD przetargu w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny. Wytyczne Prezesa URE podlegają publikacji w Biuletynie Informacji Publicznej URE. Na opracowanie tych wytycznych ustawodawca określił termin, który zgodnie z art. 24 ust. 2 nowelizacji ustawy o elektromobilności wynosi 5 miesięcy od dnia wejścia w życie tej ustawy, tj. do 24 maja 2022 r. Natomiast OSD, o którym mowa w art. 3a ust. 7 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia, w drodze decyzji, ogólne warunki przeprowadzenia przetargu wraz z informacją o sposobie ustalenia ceny sprzedaży danej ogólnodostępnej stacji ładowania mając na uwadze art. 3a ust. 3 tej ustawy. Na podstawie art. 24 ust. 1 nowelizacji ustawy o elektromobilności, OSD po raz pierwszy ogłasza przetarg, o którym mowa w art. 3a ust. 2 pkt 1 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie nowelizacji ustawy o elektromobilności, tj. do 24 czerwca 2022 r. Stosownie do art. 3a ust. 4 ustawy o elektromobilności, OSD informuje Prezesa URE o przebiegu i wynikach przetargu oraz o innym przypadku zbycia ogólnodostępnej stacji ładowania.

W 2022 r. Prezes URE, realizując obowiązek wynikający z art. 3a ust. 6 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, opracował wytyczne zapewniające przeprowadzenie przez OSD przetargu w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania w sposób otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny, które opublikowano 23 maja 2022 r. w Informacji nr 26/2022²⁸⁾. Wytyczne te, stosownie do art. 3a ust. 7 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, mają zastosowanie wyłącznie do ogólnodostępnych stacji ładowania, o których mowa w ww. art. 25 nowelizacji ustawy o elektromobilności oraz do ogólnodostępnych stacji ładowania będących w dniu wejścia w życie tej

²⁷⁾ Ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 2269), dalej: „nowelizacja ustawy o elektromobilności”.

²⁸⁾ <https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestrzy-i-bazy/oper/4026,Lista-operatorow-ogolnodostepnych-stacji-ladowania-i-dostawcow-uslug-ladowania-w.html>

ustawy własnością OSD. Następnie Prezes URE, na wniosek OSD, zatwierdził Ogólne warunki przeprowadzenia przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania czterem operatorom: TAURON Dystrybucja S.A., Stoen Operator Sp. z o.o., ENEA Operator Sp. z.o.o. oraz ENERGA-OPERATOR S.A. Informacja na ten temat została zamieszczona na stronie internetowej URE²⁹⁾. Do URE wpłynęły również wnioski trzech OSDn o zatwierdzenie Ogólnych warunków przeprowadzenia przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania. Dwa postępowania zakończyły się w I kwartale 2023 r. zatwierdzeniem tych warunków.

1.9. 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 (art. 44 ustawy – Prawo energetyczne).

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.

Podejmowane przez Prezesa URE działania w powyższym zakresie w latach 2021–2022 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.

Tabela 47. Kontrolowanie wypełniania przez przedsiębiorstwa z sektora elektroenergetycznego obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

Komórka organizacyjna URE	Postępowania taryfowe [szt.]		Razem [szt.]
	2021	2022	
OT Gdańsk	3	5	8
OT Katowice	26	32	58
OT Kraków	26	19	45
OT Lublin	3	4	7
OT Łódź	11	15	26
OT Poznań	16	14	30
OT Szczecin	3	5	8
OT Wrocław	17	17	34
Centrala	51	69	120
OGÓŁEM	156	180	336

Źródło: URE.

²⁹⁾ <https://www.ure.gov.pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10562,Elektromobilnosc-Prezes-URE-zatwierdzil-Ogolne-warunki-przeprowadzenia-przetargu.html>

- Połączenie międzysystemowe Polska – Czechy,
- Połączenie międzysystemowe Polska – Litwa,
- Połączenie międzysystemowe Polska – Słowacja,
- Połączenie międzysystemowe Polska – Ukraina.

Kolejnym etapem procesu uzyskiwania zdolności przyrostowej, zgodnie z CAM NC, zostaną objęte jedynie dwa projekty zdolności przyrostowej pomiędzy systemami przesyłowymi: Polski i Ukrainy oraz Polski i Czech.

Zgodnie z art. 28 ust. 1 rozporządzenia CAM NC, Prezes URE otrzymał 14 listopada 2022 r. wniosek o zatwierdzenie projektu przepustowości przyrostowej dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska-Ukraina, natomiast zgodnie z art. 4 ust. 3 rozporządzenia IO, otrzymał od OGP Gaz-System S.A. porozumienia dotyczące połączeń międzysystemowych (tzw. INTERCONNECTION AGREEMENT), zawarte z następującymi operatorami:

- litewskim AB Amber Grid – porozumienie z 21 marca 2022 r. (rozpoczęcie współpracy od 1 maja 2022 r.),
- duńskim Energinet SOV – porozumienie z 3 października 2022 r. (rozpoczęcie współpracy od 1 października 2022 r.),
- słowackim Eustream a.s. – porozumienie z 10 listopada 2022 r. (rozpoczęcie współpracy od 24 listopada 2022 r.).

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 systemowi przesyłowego na okresy roczne, kwartalne, miesięczne, jednej doby gazowej, śróddzienne za pośrednictwem platformy rezerwacyjnej GSA i RBP³¹⁾.

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 punktu 2 Załącznika I do rozporządzenia 715/2009.

³¹⁾ <https://ipnew.rbp.eu/Rbp.eu/#/>

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: obszar bilansowania gazu wysokometanowego (KSP_{WM}) oraz obszar bilansowania gazu zaazotowanego (KSP_{ZA}). Polski odcinek gazociągu Jamal-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.

W ramach obszaru bilansowania gazu ziemnego wysokometanowego E, w 2021 r. i 2022 r. OGP Gaz-System S.A. podejmowała działania bilansujące na TGE w ramach standardowych produktów krótkoterminowych (w ramach RDBg oraz RDNg), w ramach których dokonała:

- w 2021 r. zakupu 843 GWh (169 działań bilansujących) oraz sprzedaży 936 GWh (195 działań bilansujących),
- w 2022 r. zakupu 285 GWh (60 działań bilansujących) oraz sprzedaży 693 GWh (141 działań bilansujących).

W ramach obszaru bilansowania SGT oraz Lw, OGP Gaz-System S.A. zarówno w 2021 r., jak i 2022 r. nie podejmowała działań bilansujących.

W latach 2021–2022 Prezes URE corocznie wyrażał zgodę na prowadzenie obrotu gazem na sąsiadujących obszarach bilansowania oraz na przesyłanie gazu do i z tych obszarów bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania³²⁾.

OSP nie podejmował działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania.

W punkcie połączenia międzysystemowego Branice na granicy polsko-czeskiej stosowane były usługi bilansujące. Zasady ich stosowania 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.

OGP Gaz-System S.A. kontynuowała stosowanie mechanizmu zapewnienia neutralności kosztowej wprowadzonego przez OSP 1 czerwca 2020 r. na mocy decyzji Prezesa URE z 27 maja 2020 r. zatwierdzającej „Mechanizm zapewnienia neutralności kosztowej działań bilansujących Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.”. Dokument ten określa metody kalkulacji opłat związanych z neutralnością kosztową działań bilansujących operatora.

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 systemie (w tym rozbudowę systemu) tak, aby nie powodować ograniczeń.

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

³²⁾ <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/10543,GAZ-SYSTEM-otrzymal-zgode-Prezesa-URE-na-obrot-gazem-na-sasiadujacych-obszarach-.html>

- na etapie rozpatrywania wniosków o przydział przepustowości lub zatwierdzania prognozy przydziału przepustowości, 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, udostępnia dostępną przepustowość zgodnie z postanowieniami IRiESP,
- w przypadku braku możliwości realizacji usług przesyłania na zasadach ciągłych, 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 2021 r. na rynku wtórnym aktywne były 223 oferty odsprzedaży przepustowości, z czego 88 ofert zakończyło się transakcjami odsprzedaży, których wolumen wyniósł łącznie 18 019 884 MWh. W 2022 r. 31 ofert zakończyło się transakcjami odsprzedaży o łącznym wolumenie 9 767 516 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 wdrożony 1 października 2013 r.)

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 dziesięciokrotność 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 zdolność w punktach, w których dotychczas cała zdolność była zarezerwowana, chociaż nie zawsze w pełni wykorzystywana.

W latach 2021–2022 nie zaistniały okoliczności skutkujące udostępnieniem przepustowości w ramach mechanizmu nadsubskrypcji i wykupu.

2. Mechanizm oparty na długoterminowej zasadzie „wykorzystaj lub strać” (wdrożony 1 października 2013 r.)

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 przeciwdziałania długoterminowemu blokowaniu przepustowości. Zakłada on, że w przypadku, gdy w punktach połączeń międzysystemowych użytkownik sieci wykorzystuje rocznie średnio mniej niż 80 proc. 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 omawianym okresie OSP nie zgłaszała 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.

W okresie sprawozdawczym nie miała miejsca sytuacja rezygnacji przez użytkownika z zakontraktowanej zdolności.

4. Mechanizm udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać” (wdrożony 1 lipca 2016 r.)

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 ACER z monitorowania w zakresie ograniczeń w punktach połączeń międzysystemowych odnośnie 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 proc. przydzielonej zdolności na zasadach ciągłych. Jeżeli jednak nominacja przekracza 80 proc. 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 proc. przydzielonej zdolności, to połowa nominowanej ilości może być renominowana w dół.

W raporcie dotyczącym ograniczeń kontraktowych w 2021 r., ACER wskazała, że ograniczenia kontraktowe wystąpiły w dwóch punktach połączeń międzysystemowych na rynku gazu ziemnego w Polsce: w punkcie GCP-GAZ-SYSTEM/ONTRAS WE – wejście do polskiego systemu przesyłowego na granicy z Niemcami oraz w punkcie GCP-GAZ-SYSTEM/UA TSO WE – wejście do polskiego systemu przesyłowego na granicy z Ukrainą. Na tej podstawie Prezes URE zobowiązał OSP do stosowania procedur zarządzania ograniczeniami kontraktowymi w odniesieniu do zmiany początkowej nominacji użytkownika systemu. Jednocześnie w grudniu 2022 r. Prezes URE postanowił o zakończeniu stosowania mechanizmu udostępniania zdolności ciągłej z jednodniowym wyprzedzeniem na zasadzie „wykorzystaj lub strać”. Regulator podjął decyzję po przeprowadzeniu postępowania oceniającego sytuację na rynku gazu ziemnego, w wyniku którego stwierdził, że sytuacja, która doprowadziła do określenia ww. punktów jako ograniczone w 2021 r., prawdopodobnie nie powtórzy się w kolejnych trzech latach.

W 2022 r. 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 2021–2022 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

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 tab. 46.

W latach 2021–2022 monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci realizowane było na bieżąco przez oddziały terenowe 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 trakcie przeprowadzonego przez Prezesa URE badania terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci gazowej.

W omawianym okresie OT URE otrzymały ogółem 56 648 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej. Stanowi to niemal dwuipółkrotny wzrost liczby odmów w stosunku do lat 2019–2020. Zdecydowana większość odmów wynikała z braku warunków ekonomicznych.

W tym samym czasie Prezes URE wydał 255 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Wśród nich 136 stanowiło decyzje negatywne dla podmiotu przyłączanego (nie potwierdzały istnienia publicznoprawnego obowiązku przyłączenia).

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

Tabela 48. Powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej w latach 2021–2022 w poszczególnych OT URE

OT URE	Brak warunków technicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych [szt.]	Brak warunków ekonomicznych i technicznych [szt.]	Ogółem [szt.]
OT Gdańsk	1 613	3 100	0	4 713
OT Katowice	1 112	6 280	2	7 394
OT Kraków	1 914	8 898	0	10 812
OT Lublin	2 199	6 372	0	8 571
OT Łódź	1 896	5 665	2	7 563
OT Poznań	2 569	6 218	0	8 787
OT Szczecin	530	2 171	0	2 701
OT Wrocław	2 811	3 296	0	6 107
OGÓŁEM	14 644	42 000	4	56 648

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.

Tabela 49. 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 2021–2022

OT URE	łączna liczba wydanych decyzji [szt.]	Decyzja pozytywna dla podmiotu przyłączanego [szt.]	Decyzja negatywna dla podmiotu przyłączanego [szt.]
OT Gdańsk	7	3	4
OT Katowice	12	5	7
OT Kraków	64	27	37
OT Lublin	43	23	20
OT Łódź	80	44	36
OT Poznań	36	6	30
OT Szczecin	7	6	1
OT Wrocław	6	5	1
OGÓŁEM	255	119	136

Źródło: URE.

Widoczny wzrost liczby rozstrzyganych sporów (w latach 2019–2020 było wydanych łącznie 68 decyzji) jest odzwierciedleniem wzrostu zainteresowania przyłączeniem do sieci gazowej (m.in. w związku ze zmianą źródeł ogrzewania w budynkach), który spowodował zmniejszenie/wyczerpanie posiadanych przez operatorów rezerw przepustowości istniejących stacji gazowych – punktu wejścia do systemu dystrybucyjnego. Dodatkowo nie bez znaczenia dla wzrostu procedowanych sporów są działania operatora systemu dystrybucyjnego (PSG Sp. z o.o.) w zakresie zmiany polityki finansowej dotyczącej przyłączania nowych odbiorców.

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 426, z czego niemal wszystkie (423) związane były z przyłączeniami do sieci gazowej, pozostałe (3) – z parametrami dostarczanego gazu.

Tabela 50. Skargi lub wnioski w zakresie gazu w latach 2021–2022 w poszczególnych OT URE

OT URE	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.]
OT Gdańsk	11	0	11
OT Katowice	11	1	12
OT Kraków	23	1	24
OT Lublin	96	0	96
OT Łódź	110	0	110
OT Poznań	83	0	83
OT Szczecin	7	1	8
OT Wrocław	82	0	82
OGÓŁEM	423	3	426

Źródło: URE.

W 2022 r. po raz pierwszy przeprowadzono w oddziałach terenowych URE monitoring terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci gazowej, wynikający z art. 7 ust. 8^g ustawy – Prawo energetyczne. Łącznie przeprowadzono 64 postępowania wyjaśniające, w ich wyniku nie wszczęto żadnych postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych, o których mowa w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne.

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

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji odbywało się w poszczególnych oddziałach na bieżąco w odniesieniu do właściwych miejscowo oddziałów PSG Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie oraz w odniesieniu do innych wybranych OSD prowadzących działalność na terenie województw właściwych miejscowo dla OT.

✓ OT Gdańsk

Do oddziału wpłynęły powiadomienia o odmowach przyłączenia 4 713 obiektów do sieci gazowej. Dla porównania, w poprzednim okresie sprawozdawczym, wpłynęły zgłoszenia obejmujące łącznie 1 010 obiektów. Powodem odmowy w ok. 66 proc. przypadkach był brak istnienia warunków ekonomicznych, natomiast w 34 proc. – brak istnienia warunków technicznych.

W okresie objętym sprawozdaniem, w OT Gdańsk wydanych zostało łącznie 7 decyzji administracyjnych rozstrzygających spory w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Przyczynami wydawanych odmów przyłączenia był brak istnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia. W ramach postępowań dokonywano szczegółowej analizy poczynionych przez przedsiębiorstwa energetyczne ustaleń – zarówno od strony technicznej, jak i ekonomicznej. Na skutek tych czynności wydano łącznie 3 pozytywne decyzje dla odbiorców, co stanowiło ok. 43 proc. ogółu decyzji wydanych w tych postępowaniach. Ponadto nie odnotowano zawarcia ugody administracyjnej.

W okresie objętym sprawozdaniem wpłynęło 11 skarg w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej. Podnoszone problemy dotyczyły w szczególności kwestii braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci (odmowy wydania warunków przyłączenia). OT Gdańsk podejmował działania w ramach kompetencji Prezesa URE, w tym także prowadząc postępowania administracyjne – w razie złożenia przez odbiorcę stosownego wniosku – w oparciu o przepis art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 51. Monitorowanie obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8^g ustawy – Prawo energetyczne w poszczególnych OT URE w 2022 r.

OT URE	Łączna liczba postępowań wyjaśniających
OT Gdańsk	5
OT Katowice	12
OT Kraków	10
OT Lublin	6
OT Łódź	0
OT Poznań	8
OT Szczecin	7
OT Wrocław	16
OGÓŁEM	64

Źródło: URE.

Oddział przeprowadził łącznie 5 monitoringów wobec swoich OSD w przedmiocie wypełniania obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne. Ich ustalenia nie stały się podstawą do wszczęcia postępowań o wymierzenie kary pieniężnej z uwagi na brak naruszeń przez OSD terminów do wydawania warunków przyłączenia.

✓ OT Katowice

Oddział otrzymał powiadomienia o odmowie przyłączenia 7394 obiektów do sieci gazowej (6 280 ze względu na brak warunków ekonomicznych, 1 112 ze względu na brak warunków technicznych oraz 2 z uwagi na łączny brak warunków ekonomicznych i technicznych). Dla porównania, w poprzednim okresie sprawozdawczym (2019–2020) do oddziału wpłynęły łącznie zgłoszenia obejmujące 714 obiektów. Powyższe wskazuje na drastyczny wzrost odmów przyłączenia do sieci gazowej. W przypadku braku warunków technicznych powodami odmów był brak infrastruktury gazowej na danym obszarze.

W przypadku braku warunków ekonomicznych powodami odmów był brak opłacalności inwestycji. Odnotowania wymaga fakt, że w badanym okresie zwiększyła się również liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W omawianym okresie wydano łącznie 12 decyzji administracyjnych rozstrzygających spór w zakresie odmowy przyłączenia do sieci gazowej (w poprzednim okresie sprawozdawczym rozstrzygany w tym przedmiocie był tylko jeden spór).

W latach 2021–2022 przeprowadzono łącznie 12 postępowań wyjaśniających w zakresie monitorowania obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g² ustawy – Prawo energetyczne.

W okresie tym nie prowadzono postępowań administracyjnych w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, o której mowa w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne.

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego 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 wystąpień poruszających różnorodną problematykę, wyodrębniono 11 przypadków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej, w szczególności w przedmiocie odmów przyłączenia do sieci oraz 1 przypadek związany z parametrami dostarczanego paliwa gazowego do odbiorców.

✓ OT Kraków

W omawianym okresie otrzymano powiadomienia o odmowach przyłączenia 10 812 obiektów do sieci gazowej, z czego 1 914 z nich dotyczyło odmów z przyczyn technicznych, a 8 898 z przyczyn ekonomicznych, co stanowi ponad dwukrotny wzrost w stosunku do okresu 2019–2020.

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, znaczna odległość od istniejącej sieci gazowej.

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 tym samym czasie wydano 64 decyzje w sprawach rozstrzyganych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, które dotyczyły odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej obiektów należących do wnioskodawców, w tym: 27 decyzji umarzających postępowanie oraz 37 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 warunkowane były negatywnymi wynikami 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 27 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 wpłynęły 23 skargi odbiorców dotyczący kwestii związanych z przyłączeniem, m.in. w zakresie terminu realizacji umowy o przyłączenie. W badanym okresie była tylko 1 skarga dotycząca parametrów jakościowych dostarczanego paliwa gazowego.

W latach 2021–2022 przeprowadzono łącznie 10 postępowań wyjaśniających w zakresie monitorowania obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g² ustawy – Prawo energetyczne.

✓ OT Lublin

Zgłoszone do oddziału powiadomienia o odmowach przyłączenia obiektów do sieci gazowej pochodziły od PSG Sp. z o.o. oraz OGP Gaz System S.A. Zgodnie z przedstawionymi informacjami, brak ekonomicznych warunków przyłączenia był podstawą dla 6 327 odmów przyłączenia, zaś brak technicznych warunków przyłączenia – 2 199 odmów przyłączenia. Porównanie liczby odmów przyłączenia do sieci gazowej zgłoszonej w latach 2021–2022 z liczbą odnotowaną w latach 2019–2020 potwierdza trend zwykły w tym zakresie, co jest naturalną konsekwencją wzrostu liczby wniosków dotyczących przyłączenia do sieci (m.in. w związku ze zmianą źródeł ogrzewania w budynkach), ale także konsekwencją działań operatora systemu dystrybucyjnego (PSG Sp. z o.o.) co do polityki finansowej w zakresie przyłączania nowych odbiorców. Dodatkowo, analiza przyczyn zaistniałych odmów przyłączenia do sieci gazowej wskazuje, że brak warunków technicznych przyłączenia związany jest ściśle z brakiem przepustowości w punktach wejścia do zarządzanego przez PSG Sp. z o.o. systemu gazowego.

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 powinny 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 odzew 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 rozpatrywanym okresie w OT Lublin wydano 43 decyzje rozstrzygające spory w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Przedmiotowe spory związane były z odmową przyłączenia obiektów wobec braku zarówno ekonomicznych, jak i technicznych warunków przyłączenia. Realizacja przyłączenia każdorazowo wymagała rozbudowy sieci – co, zważywszy na pojedyncze wnioski o przyłączenie i wysokość nakładów z tym związanych, nie znajdowało ekonomicznego uzasadnienia. Brak technicznych warunków przyłączenia podyktowany był brakiem przepustowości w punktach wejścia do systemu gazowego.

W tym samym czasie wpłynęło 96 skarg i wniosków w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej, co jest również odzwierciedleniem trendu wzrostowego w zakresie opisanych wyżej odmów przyłączenia do sieci.

✓ OT Łódź

W omawianym okresie otrzymano 7 563 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 Prezes URE wydał 80 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne dotyczące problemu odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. W 44 przypadkach decyzje uznano za pozytywne dla podmiotu

przyłączanego (w tym: w 2022 r. wydano 23 decyzje umarzające postępowanie, a w 2021 r. wydano ich 17), natomiast w 36 przypadkach decyzje były negatywne dla podmiotu przyłączanego.

Odnotowania wymaga fakt, że liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wzrosła w 2022 r. o blisko 40 proc. w stosunku do 2021 r. (w 2021 r. złożono 92 wnioski, natomiast w 2022 r. – 128).

Monitorowanie funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywania napraw tych sieci odbywało się również poprzez rozpatrywanie skarg i wniosków interesariuszy. W analizowanym okresie 110 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 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 takich warunków 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 OT Łódź nie był prowadzony monitoring obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 8g² ustawy – Prawo energetyczne.

✓ OT Poznań

Otrzymano łącznie powiadomienia o odmowie przyłączenia do sieci gazowej 8 787 obiektów. Wszystkie powiadomienia zawierały dane podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, adres obiektu i przyczyny odmowy. W 6 218 przypadkach odmowy przyłączenia obiektów do sieci spowodowane były brakiem warunków ekonomicznych, w 2 569 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 tym samym czasie OT Poznań wydał 36 decyzji dotyczących rozstrzygnięcia sporu w zakresie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej. W 30 przypadkach orzeczono, że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. W 6 przypadkach umorzono postępowanie, ze względu na zawarcie umowy o przyłączenie do sieci między stronami.

W zakresie rozpatrywania skarg i wniosków interesariuszy dotyczących działalności przedsiębiorstw energetycznych, w 83 przypadkach skargi i wnioski dotyczyły realizacji zawartych umów o przyłączenie do sieci, opłaty przyłączeniowej i odmowy przyłączenia do sieci.

✓ OT Szczecin

W omawianym okresie otrzymano powiadomienia o odmowach przyłączenia 2 701 obiektów do sieci gazowej, z czego 19,55 proc. z nich dotyczyło odmów z przyczyn technicznych, a 80,45 proc. odmów z przyczyn ekonomicznych. Dla porównania, w poprzednim okresie sprawozdawczym, do oddziału wpłynęło znacznie mniej zgłoszeń o odmowach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej, łącznie zgłoszenia obejmowały 506 obiektów (wzrost aż o 433,8 proc.). 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

miejsowości, 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 nieuwzględnione w aktualnych planach rozwoju danego operatora).

W omawianym okresie wydano 7 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. W 6 przypadkach wydano decyzje umarzające postępowanie z uwagi na zawarcie przez strony umów przyłączeniowych, otrzymanie warunków przyłączenia lub rezygnację strony z rozstrzygnięcia, w 1 przypadku stwierdzono, że na OSD nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia z wnioskodawcą umowy o przyłączenie do sieci gazowej z uwagi na brak warunków technicznych.

W skargach rozpatrywanych przez OT URE Szczecin, w badanym przedziale czasowym, dominującym tematem były problemy związane z realizacją zawartej już umowy o przyłączenie do sieci gazowej (rozliczenia, wypowiedzenie umowy).

✓ OT Wrocław

Do oddziału wpłynęło łącznie 6 107 powiadomień o odmowie przyłączenia obiektów do sieci gazowej, większość odmów wynika z braku spełnienia warunków ekonomicznych. W porównaniu do lat 2019–2020, liczba odmów wzrosła ponad trzykrotnie (wzrost o 240 proc.), głównymi przedsiębiorstwami odmawiającymi przyłączenia do sieci są spółki PSG Wrocław i PSG Opole.

W okresie sprawozdawczym wpłynęły 82 skargi odbiorców związanych z przyłączeniem obiektów do sieci gazowej (odmowa wydania warunków przyłączeniowych, odmowa zawarcia umowy przyłączeniowej).

Podnoszone w skargach problemy w zakresie związanym z przyłączeniem do sieci gazowej, obejmowały głównie odmowy przyłączenia do sieci z uwagi na brak warunków ekonomicznych. Niestety obserwowana była tendencja ograniczania przez PSG Sp. z o.o. możliwości przyłączania do sieci gazowej. Istniejące w spółce zasady ustalania ekonomicznej efektywności przyłączenia obiektu do sieci gazowej dynamicznie dążyły w ciągu ostatnich lat w stronę ograniczenia zakresu inwestycji, która według algorytmów PSG Sp. z o.o. jest ekonomicznie uzasadniona. Spółka na początku 2021 r. wstrzymała faktycznie realizację większości nowych inwestycji dla odbiorców w gospodarstwach domowych (nawet dla większych grup odbiorców), oprócz obiektów zlokalizowanych w bezpośredniej bliskości sieci lub jeśli w obszarze przyłączanym pojawiał się odbiorca o znaczącym poborze gazu.

W drugiej połowie 2021 r. doszło do sytuacji, w której PSG Sp. z o.o. odmawiała z uwagi na brak warunków ekonomicznych przyłączenia i dostarczania gazu nawet wtedy, gdy klient deklarował budowę przyłącza, odcinka sieci na własny koszt i nieodpłatne przekazanie infrastruktury na majątek spółki. Z analiz PSG Sp. z o.o. wynikała również nieefektywność takiej inwestycji z uwagi na koszty dystrybucji gazu. Spółka wyraźnie podkreśla, że zatwierdzane przez Prezesa URE taryfy dystrybucyjne nie zapewniają jej środków na realizację inwestycji przyłączeniowych oraz środków gwarantujących ekonomiczne uzasadnienie dostarczania gazu dla odbiorców.

Od początku 2022 r. PSG Sp. z o.o. ogłosiła brak środków finansowych na realizację inwestycji przyłączania do sieci i zaprzestała przyłączania nawet w sytuacji minimalnej odległości odbiorcy od sieci gazowej. W drugiej połowie 2022 r., po dofinansowaniu od właściciela, ponownie zaczęła przyłączać do sieci podmioty w bezpośrednim sąsiedztwie sieci, jednak w dalszym ciągu dla większości odbiorców decyzje odnośnie przyłączenia są negatywne. Ponadto bez uzasadnienia, uniemożliwiała odbiorcom finansową partycypację w inwestycji przyłączenia, która zagwarantowałaby jej efektywność ekonomiczną.

Istniejąca od początku 2021 r. sytuacja powodowała konsternację u podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci gazowej, którzy z jednej strony są zachęceni np. poprzez rządowy program „Stop Smog” lub „Czyste powietrze” do podłączenia do sieci gazowej i likwidacji wysokoemisyjnych źródeł ciepła, a z drugiej strony, gdy wykazywali się pożądaną aktywnością, otrzymują odmowy przyłączenia do sieci gazowej, z uwagi na brak warunków ekonomicznych przyłączenia.

W omawianym czasie wydano 6 decyzji administracyjnych rozstrzygających sprawy sporne z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. We wszystkich przypadkach wydano decyzje umarzające

postępowanie. Dla 4 sporów ostatecznie strony poinformowały regulatora o osiągnięciu porozumienia. Dla jednego sporu, PSG Sp. z o.o. poinformowała Prezesa URE o uzyskaniu rezerwy przepustowości w sieci gazowej na analizowanym obszarze, wydaniu odbiorcy warunków przyłączenia do sieci i przesłaniu projektu umowy o przyłączenie do sieci. Równoległe spółka poinformowało, że w konsekwencji uzyskania rezerwy przepustowości w sieci gazowej w tym regionie, dodatkowo podpisała umowy o przyłączenie do sieci gazowej z 12 odbiorcami, którym wcześniej odmówiono przyłączenia z uwagi na brak technicznych warunków przyłączenia.

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

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.

✓ OT Gdańsk

W celu zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowej oraz ciągłości dostaw gazu do odbiorców, PSG Sp. z o.o. wskazała, że na terenie woj. pomorskiego i warmińsko-mazurskiego prowadzi działania związane z niezawodnością sieci gazowej, w zakresie planowania działań eksploatacyjnych i modernizacyjnych majątku sieciowego. Dodatkowo, współpracuje z zarządcami dróg i organami samorządu terytorialnego w zakresie planowania, koordynacji i realizacji remontów oraz modernizacji infrastruktury drogowej i sieci gazowej. Ponadto 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. Sieć gazowa 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 Prawa budowlanego, roczna i pięcioletnia ocena stanu technicznego sieci gazowej. Wyniki kontroli sieci gazowej oraz wykonywane czynności eksploatacyjne odnotowane są w książkach obiektów budowlanych.

Tabela 52. Przyczyny wystąpienia awarii w latach 2021–2022 na sieciach PSG Sp. z o.o. w woj. pomorskim i warmińsko-mazurskim

Przyczyna awarii	Liczba awarii PSG Gdańsk		Liczba awarii PSG Olsztyn		Liczba awarii PSG Koszalin (woj. pomorskie)	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych)	159	138	49	73	b/d	20
Wżery (korozja naturalna lub wywołana prądami błędzającymi)	3	0	7	3	b/d	13
Pęknięcia spoin (spowodowane naprężeniami pęknięcia spawów, zgrzewów, połączeń klejonych)	2	1	0	1	b/d	1
Rozszczelnienia połączeń (kołnierzowych, kielichowych, gwintowanych)	1	0	2	1	b/d	0
Losowe (spowodowane przez czynniki zewnętrzne typu osunięcia, powodzie, wyładowania atmosferyczne, itp.)	0	0	2	0	b/d	2
Inne	2	0	1	2	b/d	0
ŁĄCZNIE	167	139	61	80	b/d	36

Źródło: URE.

Tabela 53. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego na urządzeniach i sieciach gazowych PSG Sp. z o.o. w woj. pomorskim i warmińsko-mazurskim, które uległy awariom

Rodzaj obiektu	Rodzaj ciśnienia*	Czas trwania przerw [godz.: min]			
		2021		2022	
		łączy	średni	łączy	średni
PSG Gdańsk**					
Gazociągi i przyłącza gazu	N, ŚR	442:53	2:46	395:37	03:39
	PŚR, W	0	0	0	0
Stacje gazowe (w tym stacje LNG)	N, ŚR	0	0	0	0
	PŚR, W	0	0	0	0
Zespoły gazowe	N, ŚR	0	0	0	0
Punkty gazowe / układy pomiarowe	N, ŚR	127:29	18:09	61:44	06:10
PSG Koszalin***					
Gazociągi i przyłącza gazu	N, ŚR	B/D	B/D	76:49	09:31
	PŚR, W	B/D	B/D	0	0
Stacje gazowe (w tym stacje LNG)	N, ŚR	B/D	B/D	0	0
	PŚR, W	B/D	B/D	0	0
Zespoły gazowe	N, ŚR	B/D	B/D	0	0
Punkty gazowe / układy pomiarowe	N, ŚR	B/D	B/D	130:13	65:07
PSG Olsztyn****					
Gazociągi i przyłącza gazu	N, ŚR	2 966:34	52:02	111:05	2:38
	PŚR, W	242:43	121:21	0	0
Stacje gazowe (w tym stacje LNG)	N, ŚR	0	0	0	0
	PŚR, W	176:58	88:29	0	0
Zespoły gazowe	N, ŚR	0	0	0	0
Punkty gazowe / układy pomiarowe	N, ŚR	0	0	0	0

* Rodzaj ciśnienia: N – niskie, ŚR – średnie, PŚR – podwyższone średnie, W – wysokie.

** Łączna liczba odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego w 2021 r. wyniosła 2 131, natomiast w 2022 r. – 2 081.

*** Łączna liczba odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego w 2022 r. wyniosła 235.

**** Łączna liczba odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego w 2021 r. wyniosła 1 081, natomiast w 2022 r. – 858.

Źródło: URE.

W 2021 r. miały miejsce dwie poważne awarie na terenie woj. pomorskiego:

- w Żukowie ul. Prusa – podmiot zewnętrzny, wykonując prace ziemne sprzętem mechanicznym, uszkodził element gazociągu DN 160 średniego ciśnienia, czego skutkiem była emisja gazu ziemnego w wysokości 483,08 Nm³ oraz przerwanie dostaw gazu do 140 odbiorców,
- w Baninie ul. Tuchomska – podmiot zewnętrzny, wykonując prace ziemne sprzętem mechanicznym, uszkodził element gazociągu DN 50 średniego ciśnienia, czego skutkiem była emisja gazu ziemnego w wysokości 868,62 Nm³ oraz przerwanie dostaw gazu do 315 odbiorców.

✓ OT Katowice

Według PSG Sp. z o.o. awaria jest to zdarzenie niespodziewane, które spowodowało znaczną utratę technicznej sprawności sieci dystrybucyjnej lub przyłączonych do niej sieci, instalacji lub urządzeń lub bezpośrednio poważne zagrożenie dla zdrowia ludzkiego, mienia lub środowiska lub nagła konieczność przeciwdziałania powstaniu takich zagrożeń lub ich uniknięcia oraz usunięcia skutków spowodowanych ich wystąpieniem lub mogące powodować ograniczenia w dostarczaniu, dystrybucji lub poborze paliwa gazowego.

W 2021 r. w PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach (PSG Kielce), działającej na terenie woj. świętokrzyskiego, wystąpiło 137 awarii. Łączny czas ich trwania wyniósł 148 godzin, natomiast średni czas trwania awarii wyniósł 1,1 godziny. Liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego wynosiła 1 232.

Natomiast w PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrze (PSG Zabrze), działającej na terenie woj. śląskiego, w 2021 r. wystąpiło 2 780 awarii. Łączny czas ich trwania wyniósł 2 044 godziny, natomiast średni czas trwania awarii wyniósł 0,7 godziny. Liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego – 2 044.

Awarie, które wystąpiły w 2021 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 2022 r. w PSG Kielce wystąpiło 155 awarii, łączny czas trwania – 2 473 godziny, średni czas trwania – 16 godzin, liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego – 2 573.

Natomiast w PSG Zabrze w 2022 r. wystąpiło 2 661 awarii, łączny czas trwania – 2 485 godzin, średni czas trwania – 0,93 godziny, liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego – 25 141.

Awarie, które wystąpiły w 2022 r., również 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 badanym okresie zaobserwowano wzrost rok do roku występowania awarii.

✓ OT Kraków

W zakresie monitorowania dokonywania napraw sieci gazowej przez przedsiębiorstwa energetyczne, Oddział Terenowy URE w Krakowie zwrócił się do PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Krakowie (OZG Kraków) oraz Oddział Zakład Gazowniczy w Jasle (OZG Jasło) z prośbą o przesłanie informacji dotyczących awarii sieci gazowej.

Tabela 54. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego na urządzeniach i sieciach gazowych PSG Sp. z o.o. w woj. małopolskim i podkarpackim, które uległy awariom

Rodzaj obiektu	Rodzaj ciśnienia*	Czas trwania przerw [godz.: min]			
		2021		2022	
		łącznie	średni	łącznie	średni
OZG Kraków**					
Gazociągi i przyłącza gazu	N, ŚR	2 785:00	03:36	1 865:47	02:30
	PŚR, W	00:00	00:00	00:00	00:00
Stacje gazowe (w tym stacje LNG)	N, ŚR	00:00	00:00	00:00	00:00
	PŚR, W	00:00	00:00	00:00	00:00
Punkty gazowe / układy pomiarowe	N, ŚR	00:00	00:00	00:00	00:00
	PŚR, W	04:37	02:18	09:41	04:14
OZG Jasło***					
Gazociągi i przyłącza gazu	N, ŚR	2 004:12	4:34	2 056:55	3:58
	PŚR, W	1:30	1:30	00:00	00:00
Stacje gazowe (w tym stacje LNG)	N, ŚR	0:29	0:29	4:45	4:45
	PŚR, W	brak	brak	00:00	00:00
Zespoły gazowe	N, ŚR	Brak	brak	00:00	00:00
Punkty gazowe / układy pomiarowe	N, ŚR	474:29	43:08	333:46	19:38

* Rodzaj ciśnienia: N – niskie, ŚR – średnie, PŚR – podwyższone średnie, W – wysokie.

** W 2021 r. wystąpiło 3 195 szt. awarii, w 2022 r. – 3 265.

*** W 2021 r. wystąpiło 1 362 szt. awarii, w 2022 r. – 1 351.

Źródło: URE.

Awarie, które wystąpiły w okresie sprawozdawczym na terenie OZG Kraków i OZG Jasło 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 stwarzały zagrożenia.

Jako przyczyny wystąpienia awarii wymieniono:

- uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych),
- wżery,
- pęknięcia spoin (spowodowane naprężeniami pęknięcia spawów, zgrzewów, połączeń klejonych),
- rozszczelnienia połączeń (kołnierzowych, kielichowych, gwintowanych),
- losowe (spowodowane przez czynniki zewnętrzne typu osunięcia, powodzie, wyładowania atmosferyczne, itp.).

Zgodnie z oświadczeniami OZG Kraków i OZG Jasło, realizowane były plany remontów obsługiwanej infrastruktury gazowej. Jednocześnie wszystkie zdarzenia awaryjne są ewidencjonowane i odnotowywane w Rejestrze Awarii, prowadzonym ze szczegółowością do rodzajów obiektów.

Dodatkowo OT Kraków w latach 2021–2022 dokonał monitoringu systemu gazowego dla czterech innych OSDn. Monitoring nie wykazał żadnych nieprawidłowości.

✓ OT Lublin

Z danych przedstawionych OT Lublin przez operatora systemu dystrybucyjnego PSG Sp. z o.o. wynika, że w 2021 r.:

- odnotowano 305 awarii sieci gazowej zlokalizowanej na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Lublinie (w tym 220 awarii spowodowanych przez podmioty zewnętrzne, 85 awarii samoistnych). Łączny czas przerw w dostawach paliwa gazowego spowodowanych ww. awariami wyniósł 27 godzin 35 minut. W wyniku tych awarii zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego 2 934 odbiorców. Przyczynami awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane

działaniami osób trzecich oraz awarie mające charakter samoistny – korozja, pęknięcia spoin, rozszczelnienie połączeń,

- odnotowano 79 awarii sieci gazowej zlokalizowanej na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Białymstoku (w tym 33 awarie spowodowane przez podmioty zewnętrzne, 43 awarie samoistne). Łączny czas przerw w dostawach paliwa gazowego spowodowanych ww. awariami wyniósł 77 godzin 14 minut. W wyniku tych awarii zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego 1 467 odbiorców. Przyczynami awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane działaniami osób trzecich, korozja, pęknięcia spoin, pęknięcia spawów, zgrzewów i połączeń, rozszczelnienie połączeń, inne.

Po wystąpieniu tych awarii niezwłocznie przystępowano do ich usuwania. Prowadzono bieżący monitoring stanu technicznego sieci oraz dokonywano sukcesywnie modernizacje i remonty.

Natomiast w 2022 r.:

- odnotowano 324 awarie sieci gazowej zlokalizowanej na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Lublinie (w tym 220 awarii spowodowanych przez podmioty zewnętrzne, 89 awarii samoistnych). Łączny czas przerw w dostawach paliwa gazowego spowodowanych ww. awariami wyniósł 15 godzin, dostaw paliwa gazowego zostało pozbawionych 4 851 odbiorców. Przyczynami awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane działaniami osób trzecich oraz awarie mające charakter samoistny – korozja, pęknięcia spoin, rozszczelnienie połączeń,
- odnotowano 101 awarii sieci gazowej zlokalizowanej na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Białymstoku (w tym 50 awarii spowodowanych przez podmioty zewnętrzne, 36 awarii samoistnych, 15 awarii z innych powodów). Łączny czas przerw w dostawach paliwa gazowego spowodowanej ww. awariami wyniósł 39 godzin 84 minut, dostaw paliwa gazowego zostało pozbawionych 1 963 odbiorców. Przyczynami awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane działaniami osób trzecich, korozja, pęknięcia spoin, pęknięcia spawów, zgrzewów i połączeń, rozszczelnienie połączeń, inne.

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 Sp. z o.o. 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 Prawa budowlanego, roczna i pięcioletnia ocena stanu technicznego sieci gazowej. Wyniki kontroli sieci gazowej oraz wykonywane czynności eksploatacyjne odnotowane są w książkach obiektów budowlanych.

✓ OT Łódź

W ramach prowadzonego w 2022 r. (za rok 2021) monitoringu systemu gazowego uzyskano informacje, że PSG Sp. z o.o. odnotowała na terenie woj. mazowieckiego 1 499 zdarzeń awaryjnych (w tym 7 poważnych awarii), w wyniku których nastąpiły przerwy w dostawie paliwa gazowego do 4 050 odbiorców, trwające łącznie 7 916 godzin 49 minut. Przyczyną 491 awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej, 725 awarii wynikała z wżerów, 37 z pęknięcia spoin, a 78 z innych przyczyn. Natomiast na terenie woj. łódzkiego przedsiębiorstwo odnotowało 82 zdarzenia zakwalifikowane jako zdarzenia awaryjne, w wyniku których nastąpiły przerwy w dostawie paliwa gazowego do 2 514 odbiorców, trwające łącznie 26 624 godzin. Przyczyną 79 awarii były uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej, 1 awaria wynikała z rozszczelnienia połączeń, a 2 z innych przyczyn.

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. Ponadto wśród działań prewencyjnych realizowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne wskazywano m.in. na: prowadzenie kontroli sieci gazowych oraz cyklicznych ocen stanu technicznego systemu gazowego, prowadzenie czynności eksploatacyjnych na instalacjach ochrony przeciwkorozyjnej gazociągów stalowych, prowadzenie czynności eksploatacyjnych na stacjach gazowych i zespołach gazowych na przyłączach, zapewnianie funkcjonowania Pogotowia Gazowego, regularne sprawdzanie i ocenę skuteczności reagowania służb przedsiębiorstw poprzez prowadzenie ćwiczeń symulowanej awarii, nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne w obrębie strefy kontrolowanej gazociągów, rozszerzanie stosowania technologii bezwypływowych (hermetycznych) w pracach na sieci gazowej, usuwanie na bieżąco stwierdzonych podczas kontroli sieci gazowej niezgodności, ocenę niezawodności gazociągów i stacji gazowych i tworzenie w oparciu o jej wyniki planów modernizacji sieci na najbliższe lata, realizację planów modernizacji sieci gazowej, stosowanie Standardów Technicznych opracowanych przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, itp.

Monitoring systemu gazowego za 2022 r. nadal trwa.

✓ OT Poznań

Oddział przeprowadził monitorowanie dokonywania napraw sieci gazowej na terenie woj. wielkopolskiego i kujawsko-pomorskiego w stosunku do przedsiębiorstwa PSG Sp. z o.o. za lata 2021–2022. Z wyjaśnień przedstawionych przez OSD wynika, że w 2021 r. na terenie działania OZG w Bydgoszczy zarejestrowano 73 awarie 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 34 980 minut. Druga, jako suma przerw dla wszystkich pozbawionych gazu odbiorców, której wartość wyniosła 26 140 860 minut. Awarye wystąpiły: na gazociągach – 36 szt., przyłączach – 34 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 6 712 (6 515 układy pomiarowe).

Główne przyczyny wystąpienia awarii to: uszkodzenie mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych) – 70 szt., wżery (korozja naturalna lub wywołana prądami błędzącymi) – 1 szt., inne (awaria samoistna) – 2 szt.

Czas trwania awarii wyniósł 74 115 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.

Wszystkie remonty i modernizacje wykonywane są na podstawie opracowanego i zatwierdzonego planu modernizacji. Realizowane w OZG w Bydgoszczy zadania, mające na celu poprawę stanu technicznego sieci gazowej, są w równym stopniu ważne, ponieważ mają one na celu zapewnienie stałych, nieprzerwanych i bezpiecznych dostaw paliwa gazowego do odbiorców.

Natomiast liczba awarii w gazowym systemie dystrybucyjnym znajdującym się na terenie woj. wielkopolskiego, eksploatowanym przez PSG Sp. z o.o. OZG w Poznaniu, w 2021 r. wyniosła 357 przypadków.

Tabela 55. Zakres poszczególnych awarii, czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego oraz liczba odbiorców pozbawionych paliwa gazowego na terenie działania PSG Sp. z o.o. w 2021 r.

Rodzaj sieci, które uległy awariom	Czas trwania przerw w dostawach paliwa gazowego [min.]	Liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego
Sieć stalowa i żeliwna średniego i niskiego ciśnienia	21 276	543
Sieć polietylenowa średniego i niskiego ciśnienia	43 356	1 334
Razem	64 632	1 877

Źródło: URE.

Nie zanotowano awarii na sieci dystrybucyjnej podwyższonego średniego oraz wysokiego ciśnienia. 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, rozszczepienia połączeń kielichowych, wżery spowodowane korozją naturalną lub prądami błędzającymi, rozszczepienia połączeń kołnierzowych, gwintowanych, nieszczelności na armaturze.

Awarie spowodowane przez podmioty zewnętrzne były głównie uszkodzeniami mechanicznymi tj. naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych sprzętem mechanicznym i nie zachowaniem wymagań obowiązujących w strefach kontrolowanych gazociągów.

OSD wyjaśnił, że wszystkie awarie z ogólnej liczby 357 zostały zabezpieczone bez zbędnej zwłoki, w tym samym dniu, w którym awaria wystąpiła (zabezpieczono miejsca zdarzenia i przywrócono dostawy gazu do odbiorców w przypadku, gdy dostawy zostały wstrzymane).

W przypadku 277 awarii po zabezpieczeniu miejsca zdarzenia i przywróceniu dostaw gazu (jeżeli dostawy zostały wstrzymane), również w tym samym dniu, w którym wystąpiła awaria, miejsce awarii zostało całkowicie przywrócone do stanu pierwotnego.

W pozostałych przypadkach o całkowitym przywróceniu do stanu początkowego decydowały głównie możliwości odtworzeń jezdni i chodników.

Po wystąpieniu awarii służby eksploatacyjne gazowni eksploatującej sieć na danym obszarze niezwłocznie przystępują do zabezpieczenia miejsca zdarzenia i usuwania skutków awarii. W zależności od rodzaju niezbędnych prac, podjęte są działania polegające na wymianie uszkodzonych odcinków sieci gazowej, naspawaniu łaty (w przypadku gazociągów stalowych), wymianie uszkodzonej armatury, wymianie innych uszkodzonych elementów itp.

Analiza zaistniałych przypadków awarii spowodowała, 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. Około 80 proc. wszystkich awarii samoistnych miało miejsce na sieciach żeliwnych oraz stalowych wybudowanych ponad 30 lat temu. Stąd szczególnie istotne znaczenie mają podejmowane przez Oddział działania polegające na kwalifikowaniu starych odcinków sieci gazowej do planów modernizacji i realizacji tej modernizacji, tak by pozbywać się elementów sieci, które wykazują potencjalne zagrożenie.

Ponadto z wyjaśnień przedstawionych przez OSD wynika, że w 2022 r. na terenie działania OZG w Bydgoszczy miało miejsce 56 awarii.

Łączny czas przerw w dostawie paliwa gazowego na skutek awarii wyniósł 1 528 godzin. Awarie dotyczyły następujących obiektów: gazociągi – 28 awarii, przyłącza gazowe – 27 awarii, stacje gazowe – 1 awaria. W wyniku awarii pozbawionych dostaw gazu było 306 odbiorców.

Przyczyny wystąpienia awarii to:

- uszkodzenie infrastruktury gazowej podczas prac ziemnych wykonywanych przez obce podmioty – 55 awarii,
- awarie samoistne – 1 awaria.

Skutkami awarii było uszkodzenie elementów infrastruktury gazowej oraz w przypadku 36 awarii wystąpiły przerwy w dostawach gazu do odbiorców.

W związku z wystąpieniem awarii dokonano napraw, które wykonywane były zgodnie z obowiązującą technologią, zależnie od rodzaju sieci i materiału, z którego jest wykonana.

Wszystkie remonty i modernizacje wykonywane są na podstawie opracowanego i zatwierdzonego planu modernizacji. Realizowane w OZG zadania mające na celu poprawę stanu technicznego sieci gazowej są w równym stopniu ważne, ponieważ mają one na celu zapewnienie stałych, nieprzerwanych i bezpiecznych dostaw paliwa gazowego do odbiorców.

Natomiast liczba awarii w gazowym systemie dystrybucyjnym znajdującym się na terenie woj. wielkopolskiego, eksploatowanym przez PSG Sp. z o.o. OZG w Poznaniu w 2022 r. wyniosła 348 szt.

Nie wszystkie awarie były związane z wypływem gazu i nie wszystkie wiązały się z przerwą w dostawach gazu do odbiorców.

Tabela 56. Zakres poszczególnych awarii, czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego oraz liczba odbiorców pozbawionych paliwa gazowego na terenie działania PSG Sp. z o.o. w 2022 r.

Rodzaj sieci, które uległy awariom	Czas trwania przerw w dostawach paliwa gazowego [min.]	Liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego
Sieć stalowa i żeliwna średniego i niskiego ciśnienia	11 091	94
Sieć polietylenowa średniego i niskiego ciśnienia	93 724	1 224
Sieć wysokiego ciśnienia	210	294
Razem	105 025	1 612

Źródło: URE.

Awarie, które wystąpiły na sieci gazowej ze względu na przyczyny ich występowania dzielą się na awarie spowodowane przez podmioty zewnętrzne, które wykonywały inne prace w pobliżu sieci gazowej i doprowadziły do jej uszkodzenia oraz na awarie samoistne.

Awarie spowodowane przez podmioty zewnętrzne były głównie uszkodzeniami mechanicznymi tj. naderwania, zerwania itp. związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych sprzętem mechanicznym i nie zachowaniem wymagań obowiązujących w strefach kontrolowanych gazociągów.

Awariami samoistnymi były: pęknięcia spoin, pęknięcia spawów spowodowane naprężeniami, pęknięcia zgrzewów, rozszczelnienia połączeń kielichowych, wżery spowodowane korozją naturalną lub prądami błędzącymi, rozszczelnienia połączeń kotnierzowych, gwintowanych, nieszczelności na armaturze.

Zgodnie z przyjętymi zasadami, w prowadzonych statystykach przyjmuje się, że całkowity czas trwania awarii liczony jest od chwili zgłoszenia, do doprowadzenia do stanu pierwotnego sieci gazowej oraz infrastruktury drogowej, który był przed awarią. Po wystąpieniu awarii służby eksploatacyjne gazowni eksploatującej sieć na danym obszarze niezwłocznie przystępują do zabezpieczenia miejsca zdarzenia i usuwania skutków awarii.

Wszystkie awarie z ogólnej liczby 348, zostały zabezpieczone bez zbędnej zwłoki, w tym samym dniu, w którym awaria wystąpiła (zabezpieczono miejsca zdarzenia i przywrócono dostawy gazu do odbiorców w przypadku, gdy dostawy zostały wstrzymane).

W przypadku 271 awarii, po zabezpieczeniu miejsca zdarzenia i przywróceniu dostaw gazu również w tym samym dniu, w którym wystąpiła awaria, miejsce awarii zostało całkowicie przywrócone do stanu pierwotnego.

W pozostałych przypadkach o całkowitym przywróceniu do stanu początkowego decydowały głównie możliwości odtworzeń jezdni i chodników.

W związku z wystąpieniem awarii, działania zaradcze i zapobiegawcze podjęto w stosunku do awarii spowodowanych przez podmioty zewnętrzne, które stanowią przeważającą grupę awarii oraz awarii samoistnych.

✓ OT Szczecin

Oddział monitoruje stany awaryjne sieci gazowych na obszarach działania wybranych operatorów w woj. lubuskim i zachodniopomorskim. W latach 2021–2022 na terenie działania OT Szczecin 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 latach sprawozdawczych 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 OT Szczecin, w 2021 r. miało miejsce 428 awarii sieci gazowej, łączny czas trwania przerw w dostawie gazu wynosił 5 465 godzin, a łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 2 676.

W 2022 r. miało miejsce 335 awarii sieci gazowej, łączny czas trwania przerw w dostawie gazu wynosił 1 782 godzin, a łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw wyniosła 2 899.

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.

✓ OT Wrocław

W ramach monitorowania dokonywania napraw sieci gazowych, OT Wrocław wystąpił do operatora sieci działającego na terenie oddziału o przekazanie danych dotyczących m.in. występujących w 2021 i 2022 r. na terenie właściwości terytorialnej oddziału awarii sieci.

Na terenie woj. dolnośląskiego i opolskiego w omawianym okresie miały miejsce awarie sieci gazowej, wskutek których łączny czas trwania przerw w dostawie gazu dla woj. dolnośląskiego w 2021 r. wynosił ponad 3 198 godzin, a dla 2022 r. – ponad 1 343 godziny, w przypadku woj. opolskiego odpowiednio dla 2021 r. ponad 328 godzin i w przypadku 2022 r. ponad 718 godzin.

Tabela 57. Czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego na urządzeniach i sieciach gazowych PSG Sp. z o.o. w woj. dolnośląskim i opolskim, które uległy awariom

Rodzaj obiektu	Rodzaj ciśnienia*	Czas trwania przerw [godz.: min]			
		2021		2022	
		łącznie	średni	łącznie	średni
PSG Wrocław**					
Gazociągi i przyłącza gazu	N, ŚR	2 494:50	8:31	1 336:56	4:00
	PŚR, W	2:05	0:18	5:40	1:08
Stacje gazowe (w tym stacje LNG)	N, ŚR	0	0	0	0
	PŚR, W	5:50	5:50	0	0
Zespoły gazowe	N, ŚR	20:56	10:28	0	0
Punkty gazowe / układy pomiarowe	N, ŚR	674:50	51:55	1:20	0:10
PSG Opole***					
Gazociągi i przyłącza gazu	N, ŚR	315:40	6:04	488:17	6:02
	PŚR, W	13:00	6:30	86:31	6:11
Stacje gazowe (w tym stacje LNG)	N, ŚR	0	0	0	0
	PŚR, W	0	0	0	0
Zespoły gazowe	N, ŚR	0	0	0	0
Punkty gazowe / układy pomiarowe	N, ŚR	0	0	144:00	144:00

* Rodzaj ciśnienia: N – niskie, ŚR – średnie, PŚR – podwyższone średnie, W – wysokie.

Źródło: URE.

Z powodu awarii pozbawionych dostaw gazu na terenie woj. dolnośląskiego było 2 759 odbiorców w 2021 r. oraz 6 079 odbiorców w 2022 r. Natomiast na terenie woj. opolskiego, dostaw gazu było pozbawionych 440 odbiorców w 2021 r. oraz 270 w 2022 r.

Tabela 58. Informacje na temat przyczyn wystąpienia awarii sieci PSG Sp. z o.o.

Przyczyna awarii	2021		2022	
	liczba awarii PSG Wrocław	liczba awarii PSG Opole	liczba awarii PSG Wrocław	liczba awarii PSG Opole
Uszkodzenia mechaniczne spowodowane ingerencją strony trzeciej (naderwania, zerwania itp., związane najczęściej z prowadzeniem prac ziemnych)	231	30	220	48
Wżery (korozja naturalna lub wywołana prądami błędzącymi)	52	172	104	149
Pęknięcia spoin (spowodowane naprężeniami pęknięcia spawów, zgrzewów, połączeń klejonych)	3	12	1	13
Rozszczelnienia połączeń (kołnierzowych, kielichowych, gwintowanych)	17	42	16	51
Losowe (spowodowane przez czynniki zewnętrzne typu osunięcia, powódzie, wyładowania atmosferyczne, itp.)	0	2	0	2
Inne	13	13	12	7
ŁĄCZNIE	316	271	353	270

Źródło: URE.

W latach 2021–2022 zarówno na terenie woj. dolnośląskiego, jak i opolskiego wystąpiły awarie środowiskowe, które spółki przedstawiły w poszczególnie przeprowadzanych monitoringach, a zagregowane dane przedstawiono poniżej z podziałem na poszczególne lata.

Tabela 59. Informacje dotyczące awarii środowiskowych ma sieci PSG Sp. z o.o. w woj. dolnośląskim i opolskim w latach 2021–2022

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
PSG Wrocław					
2021 r.					
Wrocław	ul. Henryka Pobożnego	0	0	5 760	30
Świętoszów	ul. Sztabowa dz. nr 50080	350	541	0	0
Jelenia Góra	ul. Cieplicka/Reymonta	650	115	0	0
Lubań	ul. Łokietka	4 939	59	0	0
Wrocław	Aleja Pracy 27 a	2 460	33	0	0
Biskupice Podgórne	Zakład produkcyjny LG	1 163	250	0	0
Kamienna Góra	ul. Jana Pawła II 25-27	24 480	4	0	0
Wrocław	ul. Dmowskiego 19	973	180	0	0
Szymanów	ul. Lotnicza 56	475	223	0	0
2022 r.					
Międzyzlesie	Pionierów, Wojska Polskiego, Leśna	360	220	0	0
Jawor	Moniuszki 3	5 210	22	142	25
Lwówek Śląski	cała miejscowość	4 906	2 494	0	0
Wrocław	Dokerska 36	4 065	56	0	0

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
Wałbrzych	Paderewskiego 26	780	360	10	18
Strzelin	Oławska, Wrocławska, Wolności	10 566	526	0	0
Góra	Os. Kazimierza Wielkiego dz. 2252/21	0	0	479	100
Głogów	Salomei 2, dz. 104/117	570	1 161	60	20
PSG Opole					
2021 r.					
Biadacz	cała miejscowość	7	212	0	0
2022 r.					
Biadacz	cała miejscowość	10	300	0	0

Źródło: URE.

Dodatkowo oddział opolski poinformował, że najbardziej uciążliwa awaria miała miejsce w 2021 r. w Strzelcach Opolskich, gdzie zawiadomiono Pogotowie Gazowe o możliwym naruszeniu gazociągu (DN 150 ś/c) podczas prac koparką. Zdarzenie miało miejsce w odległości ok. 80 m od szkoły, została przeprowadzona akcja ewakuacyjna na ok. 200 osób, skorzystano z pomocy straży pożarnej. Czas usunięcia awarii to 1,5 godziny. Większość awarii nie miało znaczącego wpływu na funkcjonowanie sieci i nie powodowało przerw w dostawie gazu do odbiorców.

Spółka oznajmiła, że awarie, które wystąpiły w zarówno w 2021 r., jak i 2022 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.

Jednocześnie 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. Dokonywana jest także, zgodnie z zapisami Prawa budowlanego, roczna i pięcioletnia ocena stanu technicznego sieci gazowej. Wyniki kontroli sieci gazowej oraz wykonywane czynności eksploatacyjne odnotowane są w książkach obiektów budowlanych.

Należy ponadto wskazać, że Oddziały PSG Sp. z o.o. podejmowały wskazane poniżej działania w celu zapobiegania powstawaniu i zmniejszania rozmiarów awarii występujących na eksploatowanych sieciach gazowych w poszczególnych województwach:

- 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 przyłącach,
- zapewnienie funkcjonowania służb Pogotowia Gazowego,
- usuwanie na bieżąco wszystkich wykrytych uszkodzeń na sieciach gazowych,
- regularne sprawdzanie i ocena skuteczności reagowania służb PSG Sp. z o.o. poprzez prowadzenie ćwiczeń symulowanej awarii,
- nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne w obrębie strefy kontrolowanej gazociągów,
- rozszerzanie stosowania technologii bezwypływowych (hermetycznych) w pracach na sieci gazowej,
- usuwanie na bieżąco stwierdzonych podczas kontroli sieci gazowej niezgodności,
- prowadzenie oceny niezawodności gazociągów i stacji gazowych, tworzenie na podstawie jej wyników planów modernizacji sieci na najbliższe lata,
- realizacja planów modernizacji sieci gazowej.

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

2.4.1.1. Rozporządzenie 715/2009

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.

Realizacja obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych, w tym w szczególności wskazanych w art. 18 rozporządzenia 715/2009

Wymogi przejrzystości dotyczące operatorów systemów przesyłowych są realizowane przez OGP Gaz-System S.A. poprzez podawanie do wiadomości publicznej szczegółowych informacji dotyczących oferowanych usług, technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności przesyłowej, prognoz, realizowanych przepływów, metod kalkulacji i struktury taryf.

- 1) art. 18 pkt 1 rozporządzenia – szczegółowe informacje dotyczące oferowanych usług i stosowanych warunków, wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi użytkownikom sieci do uzyskania skutecznego dostępu do sieci są zdefiniowane w IRiESP oraz publikowane na stronie internetowej OSP <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) art. 18 pkt 2 rozporządzenia – szczegółowe informacje na temat podstaw i metodologii kalkulacji taryf; Operator na swojej stronie udostępnia taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/taryfa-i-stawki-oplat/>
- 3) art. 18 pkt 3 rozporządzenia – informacje liczbowe o technicznej, zakontraktowanej i dostępnej zdolności dla wszystkich właściwych punktów, w tym punktów wejścia i wyjścia <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/udostepnianie-przepustowosci/zdolnosc-przesylowa-ksp>
- 4) art. 18 pkt 4 rozporządzenia – katalog właściwych punktów wejścia i wyjścia jest zatwierdzony decyzją Prezesa URE; katalog punktów jest publikowany na stronie internetowej OSP <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/ksp/points?lang=pl>

- 5) art. 18 pkt 6 rozporządzenia – 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 faktyczną ilość przesyłanego gazu w podziale na strefy systemu przesyłowego
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/udostepnianie-przepustowosci/zdolnosc-przesylowa-ksp>
- 6) informacje o działaniach podjętych w celu zbilansowania systemu, a także o poniesionych w związku z tym kosztach i wygenerowanych dochodach.
<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-neutralnoscikosztowej/>
- 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:
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/umowa-przesylowa-ksp/wniosek-o-umowe-przesylowa.html>
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/umowa-przesylowa-ksp/wniosek-o-umowe-przesylowa.html>
 Umowy wzorcowe:
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/umowa-przesylowa-ksp.html>
- 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: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/iriesp-ksp>
 IRiESP SGT: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-sgt/iriesp-sgt.html>
- 11) parametry jakościowe przesyłanego paliwa gazowego
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/jakosc-paliwa-gazowego-ksp.html>
- 12) 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>
- 13) 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
- 14) 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:
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przylaczenie-do-ksp/wniosek-o-przylaczenie.html>
- 15) procedury związane z interoperacyjnością sieci – opis procedur znajduje się w IRiESP i IRiESP SGT, jak również na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A. w zakładce Wymiana danych:
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>
- 16) 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 Zdolność przesyłowa KSP wyznaczania zdolności przesyłowej:

<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/udostepnianie-przepustowosci/zdolnosc-przesylowa-ksp.html>

- 17) planowane i nieplanowane przerwy w usługach ciągłych oraz informacje na temat przywracania usług ciągłych:
 - KSP – Prace planowane: <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/ksp/workPlans?lang=pl>
 - KSP – Prace uzgodnione: <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/ksp/scheduledWorks>
 - SGT – Prace planowane: <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/workPlans?lang=pl>
 - SGT – Prace uzgodnione: <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/scheduledWorks?lang=pl>Gaz-System prowadzi też Gas Inside Information Platform (GIIP) – pierwszą w Polsce platformę przeznaczoną do publikacji informacji wewnętrznych REMIT dotyczących gazu ziemnego (<https://www.gasinsideinformationplatform.pl/>). Przygotowano ją zgodnie z rozporządzeniem REMIT oraz wymaganiami ACER. Informacje dotyczące prac wpływających na system przesyłowy publikowane są w formie UMM na platformie
- 18) 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
- 19) wartości pomiarów wartości opałowej górnej lub liczby Wobbego:
 - KSP: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/jakosc-paliwa-gazowego-ksp.html>
 - SGT: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-sgt/jakosc-paliwa-gazowego-sgt.html>
- 20) Prognozy długoterminowe dostępnej, zarezerwowanej i technicznej zdolności:
 - KSP: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/udostepnianie-przepustowosci/zdolnosc-przesylowa-ksp.html>
 - SGT: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/udostepnianie-przepustowosci/zdolnosc-przesylowa-sgt.html>
- 21) informacje dotyczące obrotu przepustowością na rynku wtórnym:
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/udostepnianie-przepustowosci/rynek-wtorny.html>
- 22) 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>

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.

Realizacja obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych wskazanych w pkt 3 załącznika I do rozporządzenia 715/2009, w tym realizacja obowiązków informacyjnych, o których mowa w pkt 3.1.2 oraz pkt 3.3 ppkt 1-5 załącznika I do rozporządzenia 715/2009

Obowiązki informacyjne i dokumentacyjne wynikające z rozporządzenia 715/2009 realizowane są na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A. (www.gaz-system.pl).

W zakresie stosowania zasad dotyczących mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych i procedur zarządzania ograniczeniami, zgodnie z art. 16 rozporządzenia 715/2009 oraz pkt 2.1. załącznika I do tego rozporządzenia, w szczególności informowania uczestników o okolicznościach, które mogą mieć wpływ na dostępność zakontraktowanej zdolności, OGP Gaz-System S.A. publikuje plan prac powodujących ograniczenia w przesyłaniu paliwa gazowego (<https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/planowane-prace-w-systemie-przesylowym/>).

2.4.1.2. Rozporządzenie BAL

Na podstawie rozporządzenia BAL, OSP publikuje następujące informacje:

- a) informacje dotyczące usług bilansujących i kosztów poniesionych w związku z tymi usługami (art. 8 ust. 7)
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/bilansowanie-ksp/dzialania-bilansujace-i-srodk-tymczasowej.html>
- b) informacje dotyczące kosztów, częstotliwości oraz liczby działań bilansujących przeprowadzanych zgodnie z art. 9 ust. 1 i 3 rozporządzenia 312/2014
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/bilansowanie-ksp/dzialania-bilansujace-i-srodk-tymczasowej.html>
- c) informacje dotyczące zmiany krańcowej ceny kupna i krańcowej ceny sprzedaży
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/bilansowanie-ksp/ceny-do-rozliczenia-niezbilansowania.htm>
- d) informacje dotyczące łącznych opłat, o których mowa w art. 29 ust. 1 rozporządzenia BAL oraz łącznych opłat związanych z neutralnością bilansowania
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/przesyl-gazu-ksp/bilansowanie-ksp/mechanizm-zapewnienia-neutralnosci-kosztowej.html>
- e) informacje dotyczące metody kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe (art. 20 ust. 2) – metoda kalkulacji opłat za niezbilansowanie dobowe jest określona w IRiESP, która jest publikowana na stronie internetowej:
IRiESP KSP: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-ksp/iriesp-ksp.html>
IRiESP SGT: <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/uslugi-w-sgt/iriesp-sgt.html>
- f) Informacja o zasadach stosowania neutralności zamieszczona jest na stronie internetowej OSP:
<https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/mechanizm-zapewnienia-neutralnosci-kosztowej/>

2.4.1.3. Rozporządzenie IO

Na podstawie rozporządzenia IO, OSP publikuje następujące informacje:

- a) wykaz punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA
<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>
- b) dane dobowe dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dotyczące liczby Wobbego oraz ciepła spalania (zgodnie z art. 16 rozporządzenia IO)
<https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/wobbeDaily?lang=pl>
Ponadto w 2022 r. OGP Gaz-System S.A. kontynuowała wypełnianie następujących obowiązków zgodnie z rozporządzeniem IO:
- c) wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie elektronicznej wymiany informacji związanych z realizacją umów przesyłowych, która jest oparta na standardzie elektronicznej wymiany dokumentów (EDI), w wersji opracowanej dla gazownictwa o nazwie EDIG@S (<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>),
- d) wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie wymiany danych w oparciu o protokół AS4 (<https://www.gaz-system.pl/pl/dla-klientow/informacje-rynkowe/wymiana-danych.html>).

Wszystkie informacje udostępniane są również w języku angielskim.

W latach 2021–2022 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.

2.4.2. Publikowanie informacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie realizacji zadań przez operatorów systemu dystrybucyjnego w ramach corocznego badania funkcjonowania największego OSD na terenie kraju – PSG Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie, a także za rok 2022 G.EN. Operator Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie Podgórnym. Regulator monitoruje działanie tych operatorów również w ramach postępowań w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD. Ponadto, na polskim rynku działa szereg mniejszych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Prezes URE w 2022 r. prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD PSG Sp. z o.o., G.EN. Operator Sp. z o.o. oraz ECO Logistyka Sp. z o.o. Natomiast w przypadku mniejszych OSD, Prezes URE nie zatwierdza przyjętych przez nich IRiESD, tym niemniej monitoruje zasady prowadzenia przez nich działalności gospodarczej.

Przed wszystkim PSG Sp. z o.o. publikuje informacje do realizacji procedury zmiany sprzedawcy, wartość ciepła spalania paliwa gazowego. Zgodnie z IRiESD, spółka 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.

Na podstawie art. 9cb ustawy – Prawo energetyczne³³⁾, w 2022 r. Prezes URE zatwierdził „Metody sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego”. Regulator na bieżąco analizuje wypełnianie, wynikających z przepisów prawa, obowiązków przypisanych podmiotowi odpowiedzialnemu za prognozowanie. Istotnym elementem corocznie analizowanym przez Prezesa URE jest stosowanie mechanizmu wyrównania, w tym badanie ilości zakupionego paliwa gazowego na potrzeby wyrównania i bilansowania oraz wielkości kosztów i przychodów osiągniętych w ramach procedury wyrównania.

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 lit. b i ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych oraz w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego o przepustowości wynoszącej co najmniej 200 m³/h.

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

³³⁾ <https://www.psgaz.pl/metoda-prognozowania-ilosci-odbieranych-przez-uzytkownika-sieci>

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 zawiesza 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.

Należy mieć na uwadze, że zgodnie ze znowelizowanym w 2021 r. brzmieniem art. 57g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, kto prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub przeładunku, skraplania, regazyfikacji, przesyłania lub dystrybucji, obrotu paliwami ciekłymi, gazowymi lub energią, w tym obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, bez wymaganej koncesji, podlega grzywnie do 5 000 000 zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5.

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 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 wyznaczania 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

Zarówno na koniec 2021 r., jak i 2022 r., ważną koncesję na magazynowanie paliw gazowych posiadała jedna spółka (Gas Storage Poland Sp. z o.o.). Warto odnotować, że w maju 2022 r. Prezes URE wydał decyzję przedłużającą termin obowiązywania tej koncesji o 10 lat, tj. do 31 maja 2032 r.

W 2021 r. w zakresie koncesji na magazynowanie paliw gazowych Prezes URE prowadził postępowanie w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania ww. koncesji, które było kontynuowane w 2022 r. oraz prowadził postępowanie w sprawie zmiany (zwiększenia) pojemności magazynowej czynnej PMG Kosakowo z dotychczasowych 239,4 mln m³ do 299,70 mln m³, które zakończyło się wydaniem decyzji w styczniu 2022 r. Ponadto, w 2022 r. Prezes URE zakończył postępowanie w sprawie zmiany ww. koncesji MPG polegające na zmniejszeniu pojemności magazynowej czynnej PMG Mogilno z dotychczasowych 585,40 mln m³ do 580,92 mln m³ (decyzja Prezesa URE z marca 2022 r.) oraz prowadził postępowanie w sprawie zmiany (zwiększenia) pojemności magazynowej czynnej PMG Strachocina z dotychczasowych 360 mln m³ do 460 mln m³, jak również postępowanie w sprawie zmiany (zmniejszenia) pojemności magazynowej czynnej PMG Kosakowo z dotychczasowych 299,70 mln m³ do 296,80 mln m³ (postępowania zakończyły się wydaniem decyzji w lutym 2023 r.).

W latach 2021–2022 funkcję OSM pełniła spółka Gas Storage Poland Sp. z o.o. W tym okresie prowadzone było postępowanie administracyjne w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania decyzji operatorskiej wydanej dla tej spółki. Decyzją z 30 maja 2022 r. Prezes URE przedłużył o rok (tj. do 31 maja 2023 r.) okres wyznaczenia spółki operatorem systemu magazynowania paliw gazowych. Pełni ona swoją funkcję na majątku stanowiącym własność PKN Orlen S.A. (uprzednio: PGNiG S.A.). Prezes URE, na wniosek PKN ORLEN S.A., 30 maja 2023 r. wydał kolejną decyzję przedłużającą termin obowiązywania decyzji wyznaczającej Gas Storage Poland Sp. z o.o. operatorem systemu magazynowania o okres 12 miesięcy, tj. do 31 maja 2024 r.

Tabela 60. Wykonywanie zadań przez Gas Storage Poland Sp. z o.o. w odniesieniu do instalacji magazynowych wysokometanowego gazu ziemnego (grupa E), stan na 31 grudnia 2022 r.

Instalacja magazynowa	Lokalizacja na terenie gminy	Pojemność magazynowa czynna [mln m ³]
PMG Husów	Łańcut i Markowa	500,00
PMG Wierzchowice	Milicz i Krośnice	1 300,00
PMG Mogilno (z wyłączeniem tej części instalacji magazynowej, która jest niezbędna do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego gazowego)	Mogilno i Rogowo	580,92
PMG Swarzędz	Dąbrowa Tarnowska i Olesno	90,00
PMG Brzeźnica	Dębica	100,00
PMG Strachocina	Sanok i Brzozów	360,00
PMG Kosakowo	Kosakowo	299,70
	łącznie	3 230,62

Źródło: URE.

Należy również odnotować, że na mocy ustawy z 15 grudnia 2022 r., zostały transponowane do polskiego porządku prawnego przepisy dotyczące certyfikacji operatora systemu magazynowania paliw gazowych i weszły one w życie 21 grudnia 2022 r. Powyższa nowelizacja, w związku z wejściem w życie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/1032 z dnia 29 czerwca 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) 2017/1938 i (WE) nr 715/2009 w odniesieniu do magazynowania gazu³⁴⁾, realizuje nałożony na państwo członkowskie obowiązek zapewnienia, aby każdy operator systemu magazynowania, w tym każdy operator systemu magazynowania kontrolowany przez

³⁴⁾ Dz. U. UE L 173/17.

operatora systemu przesyłowego, był certyfikowany, zgodnie z procedurą określoną w artykule 3a tego rozporządzenia. Certyfikacja ma zapewnić wyeliminowanie ryzyka związanego z możliwością wpływania na działalność operatora systemu magazynowania w sposób, który mógłby zagrozić bezpieczeństwu dostaw paliw gazowych na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym.

Zgodnie z przepisami, operatorem systemu magazynowania może zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu. Przed jego wydaniem Prezes URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, w tym wystąpić do ministra właściwego do spraw zagranicznych o opinię dotyczącą wszelkich zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie krajowym, regionalnym lub ogólnounijnym, a także wszelkich łagodzeń takich zagrożeń. Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami, Prezes URE, przed przyznaniem certyfikatu, zajmuje stanowisko w sprawie jego przyznania i przekazuje je Komisji Europejskiej w formie projektu decyzji w celu wydania opinii, o której mowa w art. 3a ust. 6 rozporządzenia 715/2009. Prezes URE po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia kryteria, o których mowa w art. 3a ww. rozporządzenia, przyznaje temu przedsiębiorstwu, w drodze decyzji, certyfikat, w terminie 25 dni roboczych od dnia wydania opinii przez KE. Zgodnie z art. 3a ust. 6 ww. rozporządzenia, instytucja certyfikująca w jak największym stopniu uwzględnia opinię Komisji.

W 2022 r. Prezes URE nie prowadził postępowania w sprawie certyfikacji OSM. Zgodnie z art. 71 ust. 1 powyższej nowelizacji, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych występuje do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h³ ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, w terminie do 3 listopada 2023 r. Z kolei ust. 2 ww. powyższego przepisu stanowi, że pozostają w mocy decyzje o wyznaczeniu operatora systemu magazynowania wydane przed dniem wejścia w życie ww. nowelizacji.

Instalacje magazynowe Gas Storage Poland Sp. z o.o. działają w następujących grupach:

- a) Grupa Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna) obejmującej KPMG Kosakowo i KMPG Mogilno,
- b) Grupa Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok) obejmującej PMG Husów oraz PMG Strachocina, PMG Swarzędz, PMG Brzeźnica,
- c) Instalacja Magazynowa PMG Wierzchowice.

W omawianym okresie Prezes URE zatwierdził Gas Storage Poland Sp. z o.o. dwie taryfy.

1 czerwca 2021 r. została zatwierdzona taryfa 1/2021 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego na okres do 31 marca 2022 r. Według oświadczenia przedsiębiorstwa, taryfa ta została wprowadzona do stosowania od 16 czerwca 2021 r. Wielkość pakietu pozostała na niezmiennym poziomie – 200 MWh pojemności czynnej. Nie zmieniła się również struktura i zakres świadczonych usług magazynowania. Spółka w 2021 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 pakietu UM Reverse. Średnie opłaty za usługi magazynowania uległy obniżeniu o ok. 1,9 proc. Jednocześnie, średnie opłaty za usługi magazynowania dla usług długoterminowych: na zasadach ciągłych w formie pakietów są niższe o 3,16 proc., a na zasadach przerywanych w formie pakietów są wyższe o 1,18 proc. Kierunek zmian w poziomie opłat za usługi świadczone na warunkach ciągłych i przerywanych jest kolejnym etapem dostosowania wyceny usług magazynowania paliwa gazowego do regulacji nakazującej uwzględnienie w wycenie usług przerywanych prawdopodobieństwa wystąpienia przerwy.

Powyzsza taryfa została zmieniona w 2021 r. trzy razy decyzjami z: 17 sierpnia, 30 września oraz 17 grudnia. Uzasadnieniem wnioskowanych korekt była okoliczność, o której mowa w § 11 rozporządzenia taryfowego gazowego, tj. nieprzewidziana istotna zmiana warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, wynikająca ze wzrostu kosztów zakupu paliwa gazowego w stosunku do kosztów przyjętych do kalkulacji taryfy. Łączny wzrost średnich opłat za usługi magazynowania z tytułu trzech korekt wyniósł 4,25 proc.

Taryfa 1/2022 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego została zatwierdzona 20 maja 2022 r. na okres do 31 marca 2023 r. Łączna pojemność instalacji magazynowych (GIM Kawerna, GIM Sanok i PMG Wierzchowice), w porównaniu z pojemnością przyjętą do kalkulacji taryfy 1/2021,

zwiększyła się z 3 174,8 mln m³ do 3 230,6 mln m³ w wyniku rozbudowy KPMG Kosakowo o 60,3 mln m³ i redukcji pojemności czynnej KPMG Mogilno w wyniku zjawiska konwergencji soli o ok. 4,5 mln m³.

W efekcie, wzrosła liczba dostępnych pakietów o 2 781, tj. do poziomu 175 020. Pojemność czynna w pakiecie pozostała na poziomie 200 MWh. W porównaniu z zakresem usług magazynowych świadczonych w okresie stosowania taryfy 1/2021, z oferty została usunięta usługa pakietowa 90/40, z uwagi na brak zainteresowania taką usługą. Średnia stawka za usługę magazynowania wzrosła o 2,94 proc., przy czym stawki za usługi przerywane wzrosły średnio o 7,57 proc., a za usługi ciągłe o 0,81 proc. Zróżnicowanie tempa wzrostu opłat za usługi ciągłe i przerywane jest kolejnym krokiem w kierunku realizacji wytycznych unijnych nakazujących uwzględnienie w wycenie usług przerywanych prawdopodobieństwa wystąpienia przerwy w świadczeniu tych usług. Taryfa 1/2022 została następnie, na wniosek spółki, trzykrotnie zmieniona decyzjami Prezesa URE (z 22 lipca 2022 r., 12 września 2022 r. i 5 stycznia 2023 r. – postępowanie wszczęte 8 grudnia 2022 r.). Pierwsza zmiana taryfy za usługi magazynowania związana była ze wzrostem kosztów zakupu usług przesyłania na wejściu do i na wyjściu z systemu przesyłowego do instalacji magazynowych – spowodowanym zmianą taryfy OGP Gaz-System S.A. Średnia stawka za usługi magazynowania wzrosła o 2,65 proc. w stosunku do płatności ustalonych w oparciu o taryfę 1/2022. Przyczynami kolejnej zmiany taryfy były: wzrost kosztów zakupu gazu na potrzeby własne GSP oraz implementacja zmienionych przepisów dotyczących utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu, polegająca na wydłużeniu z 40 do 50 dni maksymalnego czasu dostarczenia zapasów gazu z instalacji magazynowych do systemu gazowego. OSM, w celu implementacji znowelizowanych przepisów, zaproponował przekwalifikowanie części usług przerywanych na usługi o charakterze ciągłym z jednoczesnym obniżeniem wartości mocy odbioru/zatłaczania – przypisanych do pakietu. Dostosowanie taryfy magazynowej do zmienionych przepisów, dotyczących utrzymywania zapasów obowiązkowych, było neutralne kosztowo dla użytkowników, jednak ze względu na wzrost kosztów zakupu gazu, średnia stawka za usługi magazynowania wzrosła o kolejne 2,37 proc. GSP wystąpiła 8 grudnia 2022 r. z wnioskiem o zatwierdzenie zmiany nr 3 taryfy 1/2022, z uwagi na wzrost kosztów zakupu usług przesyłania na wejściu do i na wyjściu z instalacji magazynowych, wynikający z zatwierdzenia 15 grudnia 202 r. zmiany taryfy OGP Gaz-System S.A., obowiązującej w 2023 r. Średnia stawka za usługi magazynowania wzrosła o kolejne 5,91 proc.

Parametry instalacji magazynowych w 2021 r.

Tabela 61. Pojemności czynne instalacji magazynowych w 2021 r.

Grupa Instalacji Magazynowych/Instalacja Magazynowa		Pojemność czynna	
		od godz. 00:00 dnia 1.01.2021 r. do godz. 24:00 dnia 31.12.2021 r.	
		[mln m ³]	[GWh]
GIM Kawerna	Instalacja Magazynowa KPMG Mogilno	824,8	9 190,7
	Instalacja Magazynowa KPMG Kosakowo		
GIM Sanok	Instalacja Magazynowa PMG Husów	1 050,0	11 868,2
	Instalacja Magazynowa PMG Strachocina		
	Instalacja Magazynowa PMG Swarzędów		
	Instalacja Magazynowa PMG Brzeźnica		
Instalacja Magazynowa PMG Wierzchowice		1 300,0	14 729,0

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Tabela 62. Maksymalne moce zatlaczania oraz maksymalne moce odbioru do/z instalacji magazynowych w 2021 r.

Grupa Instalacji Magazynowych/Instalacja Magazynowa		Maksymalne moce zatlaczania		Maksymalne moce odbioru	
		od godz. 00:00 dnia 1.01.2021 r. do godz. 24:00 dnia 31.12.2021 r.			
		[m ³ /h]	[MWh/h]	[m ³ /h]	[MWh/h]
GIM Kawerna	Instalacja Magazynowa KPMG Mogilno	500 000	5 571,00	1 150 000	12 815,00
	Instalacja Magazynowa KPMG Kosakowo				
GIM Sanok	Instalacja Magazynowa PMG Husów	384 667	4 325,42	478 750	5 379,76
	Instalacja Magazynowa PMG Strachocina				
	Instalacja Magazynowa PMG Swarzędów				
	Instalacja Magazynowa PMG Brzeźnica				
Instalacja Magazynowa PMG Wierchowice		400 000	4 480,00	600 000	6 600,00

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Parametry instalacji magazynowych w 2022 r.

Tabela 63. Pojemności czynne instalacji magazynowych w 2022 r.

Grupa Instalacji Magazynowych/Instalacja Magazynowa		Pojemność czynna					
		do 19.01.2022 r.	od 20.01.2022 r. do 13.03.2022 r.	od 14.03.2022 r.	do 19.01.2022 r.	od 20.01.2022 r. do 13.03.2022 r.	od 14.03.2022 r.
		[mln m ³]			[GWh]		
GIM Kawerna	Instalacja Magazynowa KPMG Mogilno	824,8	885,1*	880,62**	9 190,7	9863,0	9 813,1
	Instalacja Magazynowa KPMG Kosakowo						
GIM Sanok	Instalacja Magazynowa PMG Husów	1 050,0			11 868,2		
	Instalacja Magazynowa PMG Strachocina						
	Instalacja Magazynowa PMG Swarzędów						
	Instalacja Magazynowa PMG Brzeźnica						
Instalacja Magazynowa PMG Wierchowice		1 300,0			14 29,0		

* Daty zmian wynikają z decyzji Prezesa URE z 20 stycznia 2022 r. w zakresie zmiany oznaczenia pojemności czynnej KPMG Kosakowo z 239,4 mln m³ do 299,7 mln m³, tj. zwiększenia pojemności czynnej o 60,3 mln m³.

** Daty zmian wynikają z decyzji Prezesa URE z 14 marca 2022 r. w zakresie oznaczenia pojemności czynnej KPMG Mogilno z 585,4 mln m³ do 580,92 mln m³, tj. zmniejszenia pojemności czynnej o 4,48 mln m³.

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Tabela 64. Maksymalne moce zatlaczania oraz maksymalne moce odbioru do/z instalacji magazynowych w 2022 r.

Grupa Instalacji Magazynowych/Instalacja Magazynowa		Maksymalne moce zatlaczania		Maksymalne moce odbioru	
		od godz. 00:00 dnia 1.01.2022 r. do godz. 24:00 dnia 31.12.2022 r.			
		[m ³ /h]	[MWh/h]	[m ³ /h]	[MWh/h]
GIM Kawerna	Instalacja Magazynowa KPMG Mogilno	500 000	5 571,00	1 150 000	12 815,00
	Instalacja Magazynowa KPMG Kosakowo				
GIM Sanok	Instalacja Magazynowa PMG Husów	384 667	4 325,42	478 750	5 379,76
	Instalacja Magazynowa PMG Strachocina				
	Instalacja Magazynowa PMG Swarzędów				
	Instalacja Magazynowa PMG Brzeźnica				
Instalacja Magazynowa PMG Wierzchowice		400 000	4 480,00	600 000	6 600,00

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Zarówno w 2021 r., jak i w 2022 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).

Od roku magazynowego 2023/2024 zwiększona zostanie pojemność magazynowa czynna PMG Strachocina z dotychczasowych 360 mln m³ do poziomu 460 mln m³. Natomiast zwiększenie pojemności magazynowej czynnej PMG Wierzchowice planowane jest od roku magazynowego 2025/2026.

Gas Storage Poland Sp. z o.o. w latach 2021–2022 oferowała zdolności magazynowe w trybie wniosku. Nie oferowano zdolności magazynowych w trybie aukcji w tym okresie.

Usługi magazynowania dzielone są ze względu na:

- okres świadczenia: na usługi długoterminowe, krótkoterminowe,
- rodzaj usług: wyróżnia się usługi magazynowania świadczone na warunkach ciągłych oraz usługi magazynowania świadczone na warunkach przerywanych.

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

W 2022 r. spółka przeprowadziła po raz kolejny ocenę zapotrzebowania na usługi magazynowe w dziesięcioletnim horyzoncie czasowym, na podstawie ankiety rozesełanej do obecnych klientów usług magazynowania (ankieta była także dostępna na stronie internetowej spółki). Pytania ankiety w zakresie zapotrzebowania na usługi magazynowania paliwa gazowego obejmowały lata 2023–2034. Na podstawie zaprognozowanego przez podmioty zapotrzebowania, popyt na usługi magazynowania w latach 2023–2024 wyniesie ok. 96 proc. w odniesieniu do pojemności czynnych, w 2025 r. – ok. 97 proc., w latach 2026–2028 – ok. 74 proc. oraz w latach 2029–2034 – ok. 83 proc. pojemności czynnej magazynów. 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 usług długoterminowych, zdecydowanie większym zainteresowaniem cieszą się usługi świadczone na zasadach ciągłych (71 proc. odpowiedzi) niż na zasadach przerywanych (29 proc. odpowiedzi), przy czym w obydwu grupach najchętniej zamawiane są usługi w formie pakietu. W przypadku usług krótkoterminowych, nieco większe zainteresowanie wykazano usługami na zasadach przerywanych niż ciągłych (odpowiednio 57 proc. i 43 proc. odpowiedzi). W ankiecie zadano także pytanie o preferowaną wielkość pojemności czynnej w ramach jednego pakietu magazynowego względem obecnej oferty wynoszącej 200 MWh pojemności czynnej dla pakietu. Celem pytania było poznanie preferencji potencjalnych klientów w zakresie ewentualnej

zmiany wielkości pojemności czynnej w ramach oferowanego pakietu na wielkość 50 MWh. Udzielone odpowiedzi na to pytanie wskazują, że większość podmiotów wykazała zainteresowanie dotychczasową pojemnością czynną pakietu w wysokości 200 MWh. Tylko jeden podmiot wskazał na wielkość pojemności czynnej w wysokości 50 MWh.

Ze względu na nałożone na OSM przepisami prawa, w szczególności zgodnie z art. 15 ust. 1, art. 17 ust. 2 oraz art. 19 rozporządzenia 715/2009, obowiązki w zakresie zapewnienia publikacji danych, Gas Storage Poland Sp. z o.o. ujawnia szereg informacji. Na stronie internetowej spółki³⁵⁾ publikowane są w szczególności:

- informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych,
- informacje dotyczące niedyskryminacyjnych i przejrzystych mechanizmów alokacji zdolności,
- szczegółowe informacje dotyczące oferowanych usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do tych instalacji,
- informacje o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub w grupie instalacji magazynowych, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji magazynowych, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich.

OSM podaje 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 dane dla poszczególnych instalacji magazynowych.

Zasady przydzielania zdolności magazynowych oraz rodzaje oferowanych usług magazynowania, a także zasady zawierania umów o świadczenie usług magazynowania oraz ich realizacji (nominacje, renominacje, alokacje) zostały uregulowane w publikowanym na stronie internetowej OSM Regulaminie Świadczenia Usług Magazynowania. W 2022 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. przeprowadziła konsultacje Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych (IRiEIM), a następnie przedłożyła projekt Instrukcji do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Projekt IRiEIM dostępny jest na stronie internetowej operatora³⁶⁾. W 2022 r. toczyło się postępowanie administracyjne w przedmiocie jej zatwierdzenia. Po zatwierdzeniu przez Prezesa URE, Instrukcja zastąpi obecnie stosowany Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania, który, zgodnie z prawem, nie jest zatwierdzany przez Prezesa URE.

Skraplanie i regazyfikacja

Na koniec zarówno 2021 r., jak i 2022 r., ważną koncesję na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego posiadało 7 podmiotów. Według stanu na 31 grudnia 2022 r., 7 podmiotów posiadało przyznany przez Prezesa URE status operatora systemu skraplania gazu ziemnego. 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.

Zgodnie z art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne operator systemu skraplania gazu ziemnego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego. OGP Gaz-System S.A. po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku przedłożyła do zatwierdzenia projekt Instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego zlokalizowanej w Świnoujściu wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia³⁷⁾.

Pojemność czynna terminalu LNG w Świnoujściu wynosi 2 058 000 MWh, maksymalna moc odbioru to 9 165 MWh/h, pojemność zbiorników na LNG wynosi 320 000 m³, a maksymalna zdolność techniczna 820 000 Nm³/h. Zdolność terminalu LNG w Świnoujściu – instalacji do rozładunku, procesowego

³⁵⁾ <https://ipi.gasstoragepoland.pl>

³⁶⁾ <https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=regulacje-prawne/regulamin-magazynowania/iriem/>

³⁷⁾ <https://www.gaz-system.pl/pl/terminal-ing/instrukcja-terminalu/konsultacje-z-rynkiem.html>

składowania i regazyfikacji LNG przeznaczona na cele handlowe wyniosła 1 982 500 MWh/rok, natomiast instalacji do załadunku LNG na autocysterny 1 982 500 MWh/rok.

W latach 2021–2022 oferowano zdolności przeładunkowe na autocysterny. Maksymalna zdolność techniczna załadunku na autocysterny wynosi 180 m³ LNG/h.

Operator terminalu LNG 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. Usługa regazyfikacji ma charakter pakietowy i w jej ramach operator zapewnia użytkownikowi wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie, regazyfikację LNG oraz dostarczenie paliwa gazowego do punktu wyjścia z Terminalu LNG.

Natomiast w ramach usług dodatkowych operator terminalu LNG świadczy usługi przeładunku LNG na autocysterny, rozdzielonego procesowego składowania oraz udostępniania rozdzielonej mocy umownej. Usługi dodatkowe mogą być udostępniane jedynie podmiotom, które zarezerwowały podstawową usługę regazyfikacji. Przed zawarciem umowy o świadczenie usługi regazyfikacji lub usługi dodatkowej, dany podmiot jest zobowiązany złożyć odpowiednie zabezpieczenie finansowe.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, OGP Gaz-System S.A. podaje do wiadomości publicznej szczegółowe informacje dotyczące oferowanych przez siebie usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi niezbędnymi uczestnikom rynku do uzyskania skutecznego dostępu do instalacji LNG, informacje liczbowe o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG, informacje o ilości gazu w każdej instalacji LNG, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych, jak również o dostępnej zdolności instalacji LNG. Spółka publikuje 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 operatora systemu skraplania można również znaleźć informacje o niedostępności terminalu.

Od 1 stycznia 2021 r., w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez Polskie LNG S.A. – operatora Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu – usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych, stosowana była taryfa nr 6 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2020 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania. Decyzją z 16 czerwca 2021 r., taryfa została zmieniona w zakresie nazwy przedsiębiorstwa, które ją ustaliło, z „Polskie LNG S.A. z siedzibą w Świnoujściu” na „Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. z siedzibą w Warszawie”. Uzasadnieniem tej zmiany było połączenie 31 marca 2021 r. OGP Gaz-System S.A. i Polskiego LNG S.A. – przez przejęcie – na podstawie art. 492 §1 pkt 1 ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych³⁸⁾. Przy czym OGP Gaz-System S.A. była spółką przejmującą, a Polskie LNG S.A. spółką przejmowaną. Zgodnie z art. 494 § 1 Kodeksu spółek handlowych, OGP Gaz-System S.A., jako spółka przejmująca, wstąpiła z dniem połączenia we wszystkie prawa i obowiązki spółki przejmowanej, w tym wynikające z decyzji Prezesa URE z 17 grudnia 2020 r. zatwierdzającej taryfę dla usług regazyfikacji LNG.

Decyzją z 17 grudnia 2021 r. Prezes URE zatwierdził taryfę nr 7 dla usług regazyfikacji LNG, na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania, co zgodnie z informacją przekazaną przez OGP Gaz-System S.A. nastąpiło 1 stycznia 2022 r. Zatwierdzenie tej taryfy skutkowało spadkiem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 11,9 proc. 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 uległa obniżeniu o 4,3 proc. Spadek ten wynikał z planowanego wzrostu ilości regazyfikowanego gazu oraz zamówionej mocy umownej regazyfikacji, co skutkowało znaczną poprawą efektywności funkcjonowania Terminalu.

³⁸⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 1467 z późn. zm.

Decyzją z 16 grudnia 2022 r. Prezes URE zatwierdził taryfę nr 8 dla usług regazyfikacji LNG na okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. W jej wyniku średnia stawka za usługi regazyfikacji wzrosła o 25,1 proc. 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 wzrosła o 31,5 proc. Wzrosty te wynikały ze wzrostu kosztu zakupu energii elektrycznej i gazu ziemnego na potrzeby własne oraz wzrostu kosztów ubezpieczeń i uprawnień do emisji CO₂. W taryfie nr 8, 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. Kalkulacja taryfy została przeprowadzona na podstawie planowanych rocznych kosztów działalności wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału, w oparciu o zasadę tzw. „gas-in-kind”, zgodnie z którą operator nie uwzględnia w taryfie kosztów zakupu gazu zużywanego w procesie regazyfikacji. Koszt ten ponosi bezpośrednio Zlecający Usługę Regazyfikacji, akceptując fakt, że odbiera z Terminalu mniej gazu (w MWh) niż do niego wprowadza (w MWh).

2.6. Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne (art. 12) w związku z art. 7a ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej³⁹⁾ w związku z § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska⁴⁰⁾, 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 latach 2021–2022 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.

Tym 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.

³⁹⁾ Dz. U. z 2022 poz. 2512.

⁴⁰⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 1949.

2.6.1. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych

Prowadzone w latach 2021–2022 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 PKN ORLEN (wcześniej 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.

✓ Zatwierdzenia 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 12 (art. 58 ust. 2 ustawy o zapasach w zw. z § 4 ust. 1 pkt 1 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁴¹⁾). Należy odnotować, że od 10 kwietnia 2021 r. obowiązuje nowe rozporządzenie o ograniczeniach uchylające dotychczasowe rozporządzenie Rady Ministrów dedykowane tej kwestii. Nowe rozporządzenie o ograniczeniach wprowadziło szereg istotnych zmian zwiększających efektywność mechanizmu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Należy do nich m.in.:

- 1) wprowadzenie kategorii „odbiorców chronionych”, z których część:
 - a) nie podlega ograniczeniom, niezależnie od wprowadzonego stopnia zasilania;
 - b) podlega ograniczeniom wyłącznie w 12 stopniu zasilania (odbiorcy chronieni, o których mowa w § 7 ust. 7 rozporządzenia);
 - c) podlega ograniczeniom w części prowadzonej działalności (w zakresie nie zdefiniowanej dla odbiorców chronionych),
- 2) objęcie ograniczeniami w poborze gazu ziemnego większej grupy odbiorców, tj. wszystkich odbiorców gazu ziemnego, którzy nie zostali zakwalifikowani do kategorii odbiorców chronionych dla danego stopnia zasilania,
- 3) zdefiniowanie w inny sposób stopni zasilania (wprowadzenie stopni zasilania od 1 do 12 w zamian dotychczasowych 10-ciu),
- 4) wykorzystanie do określenia stopni zasilania wartości wyrażonych w jednostkach energii,
- 5) wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego operatorom opracowanie planu ograniczeń, w przypadku nie przekazania przez odbiorców niektórych informacji,
- 6) doprecyzowania sposobu ogłaszania obowiązujących stopni zasilania, w szczególności poprzez wprowadzenie obowiązku ich podawania do wiadomości publicznej z 10-godzinnym wyprzedzeniem.

Zgodnie z § 2 ww. rozporządzenia, 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

⁴¹⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 549.

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 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 obowiązanych do tego operatorów, łącznie 49 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2021/2022 (w poprzednim sezonie 2020/2021 liczba wniosków była zbliżona i wynosiła 50). Ponadto 3 przedsiębiorstwa złożyły wnioski o aktualizację zatwierdzonej uprzednio treści planu, z powodu istotnych zmian m.in. w strukturze odbiorców. W latach 2021–2022 nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części.

W związku z wejściem w życie nowego rozporządzenia o ograniczeniach w poborze gazu ziemnego, w celu ujednoczenia formy i zakresu informacji przekazywanych wraz z wnioskami o zatwierdzenie planów ograniczeń, Prezes URE przedstawił informacje⁴²⁾ w sprawie niniejszej kwestii wraz ze wzorem treści przykładowego planu ograniczeń, tabel I i II części planu ograniczeń oraz oświadczenia, które należy przedłożyć wraz z wnioskiem o zatwierdzenie ww. planu. Ponadto w okresie sprawozdawczym, w związku z licznymi pytaniami dotyczącymi opracowania nowych planów ograniczeń, zarówno przed terminem przedłożenia przedmiotowych planów oraz w trakcie ich zatwierdzenia, przedstawiciele URE aktywnie uczestniczyli w spotkaniach oraz wyjaśniali kwestie odnoszące się do planów ograniczeń opracowywanych w nowej formule. Do URE trafiały pytania odbiorców gazu ziemnego reprezentujących wiele branż (m.in. spożywcza, hutnicza, szklarska, usługowa) i instytucji (m.in. przedszkola, jednostki wojskowe, ambasady) o różnym znaczeniu dla gospodarki i funkcjonowania państwa. Wskazane pisma dotyczyły zarówno dużych odbiorców gazu ziemnego podlegających pod ograniczenia w stopniach zasilania od 1 do 12, jak również odbiorców chronionych, którzy podlegają pod ograniczenia wyłącznie w 12. stopniu zasilania.

W okresie sprawozdawczym nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części. Ostatnie wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego miało miejsce w 2009 r.

⁴²⁾ Informacja Prezesa URE nr 46/2021 z 27 lipca 2021 r. w sprawie obowiązku opracowania przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatora systemu przesyłowego gazowego planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

✓ **Uzgadnianie 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 utrzymaniem 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 2021–2022 uwidoczniło finalizację 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 zakończenie realizacji projektu Baltic Pipe, który połączył Polskę ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym za pośrednictwem systemu przesyłowego Danii. Projekt ten wpisuje się w koncepcję Korytarza Północ-Południe oraz w Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii (BEMIP). Ponadto w omawianym okresie operator systemu przesyłowego zakończył realizację zadań związanych z rozbudową 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. Prace te w 2022 r. zakończyły się m.in. uruchomieniem gazowych połączeń transgranicznych Polska-Litwa oraz Polska-Słowacja, a także zwiększeniem zdolności regazyfikacyjnych terminala LNG w Świnoujściu.

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 2022 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”):

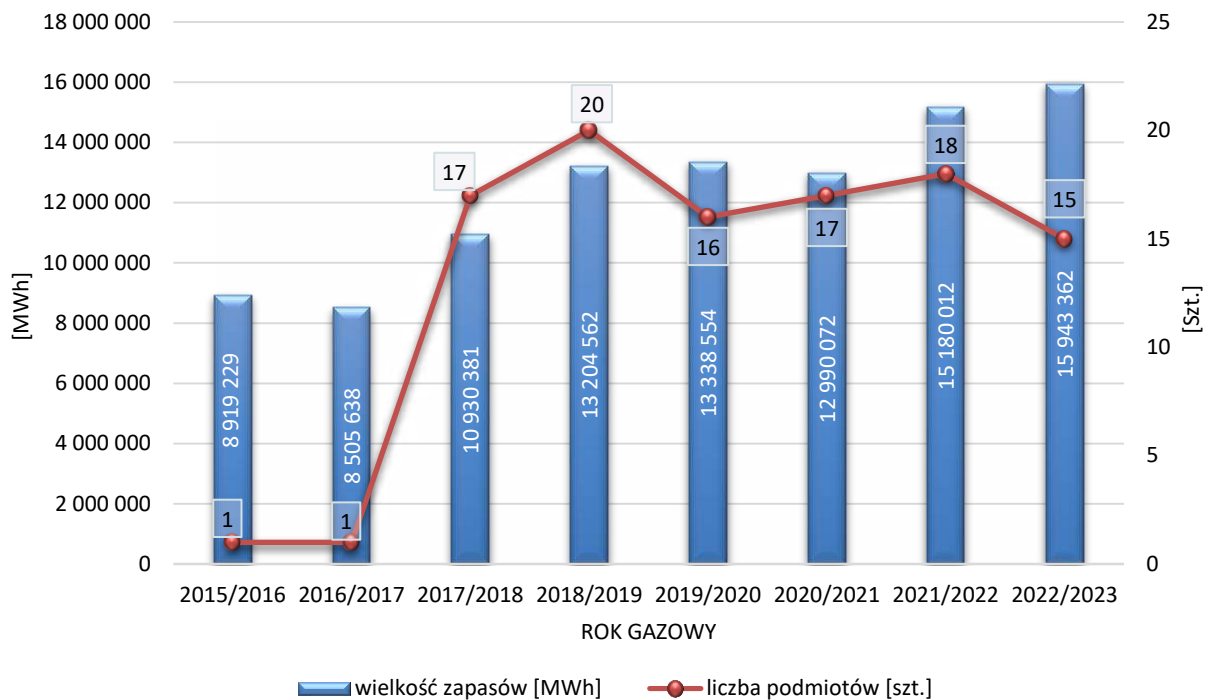
- a) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, zwane dalej „przedsiębiorstwami” oraz
- b) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego, zwane dalej „podmiotami”.

Do pierwszej kategorii kwalifikują się obecnie przedsiębiorstwa posiadające koncesję OGZ.

Do drugiej kategorii zasadniczo zalicza się podmioty, które sprowadzają gaz ziemny na terytorium RP w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego 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 2022 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych tj. do 30 września 2022 r. i od 1 października 2022 r. zakres podmiotowy obowiązku zapasowego był zbliżony do zakresu z 2021 r. Prezes URE zweryfikował oraz ustalił zapasy obowiązkowe gazu ziemnego na okres od 1 października 2022 r. w łącznej wysokości 15 943 362 MWh, co oznacza ok. 5 proc. przyrost zatwierdzonej wielkości zapasów obowiązkowych względem wielkości zapasów zatwierdzonych dla poprzedniego okresu rocznego. Jednocześnie liczba podmiotów zobowiązanych uległa zmniejszeniu o 3 przedsiębiorstwa (18 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2021 r. vs. 15 podmiotów zobowiązanych na 1 października 2022 r.).

Rysunek 27. Ilości ustalonych zapasów obowiązkowych w latach 2015–2023



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 2021–2022 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 dostarczania zapasu obowiązkowego gazu do krajowego systemu gazowego. Prowadzono wówczas 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:

- terminie i ilości uruchomionych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w tej dobie gazowej oraz instalacjach magazynowych, z których zostały uruchomione,
- 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 2021–2022 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) 10-letni 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.
- f) plan działań zapobiegawczych opracowywany zgodnie z art. 15fa ust. 2 – w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.

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

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

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.

Z dniem 1 września 2022 r. wszedł w życie nowy art. 16¹ ustawy – Prawo energetyczne⁴³⁾, na mocy którego także OSM został zobligowany do sporządzenia planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata.

Zgodnie z art. 16¹ ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, plan rozwoju OSM uwzględnia:

⁴³⁾ Przepis wprowadzony zgodnie z art. 1 pkt 4 ustawy z dnia 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. 2022 poz. 1723).

- miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego,
- politykę energetyczną państwa,
- plan działań zapobiegawczych opracowywany zgodnie z art. 15fa ust. 2,
- plan rozwoju sporządzony przez operatora systemu przesyłowego gazowego, o którym mowa w art. 16 ust. 2.

Plan rozwoju OSM obejmuje również, na podstawie art. 16¹ ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w szczególności:

- inwestycje w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy instalacji magazynowych,
- przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- przewidywane przychody niezbędne do realizacji inwestycji,
- planowany harmonogram realizacji inwestycji.

2.6.2.1. Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)

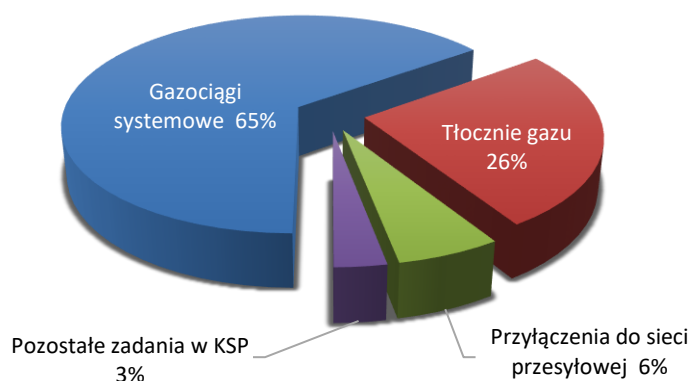
Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. składa się z dwóch części:

- 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 2022 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 2022 – 2031. Warszawa, październik 2021 r.” (dalej: KDPR), który Prezes URE uzgodnił 29 października 2021 r. Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie⁴⁴⁾ internetowej OSP.

Rysunek 28. Struktura nakładów inwestycyjnych zrealizowanych w 2022 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2022 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:

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

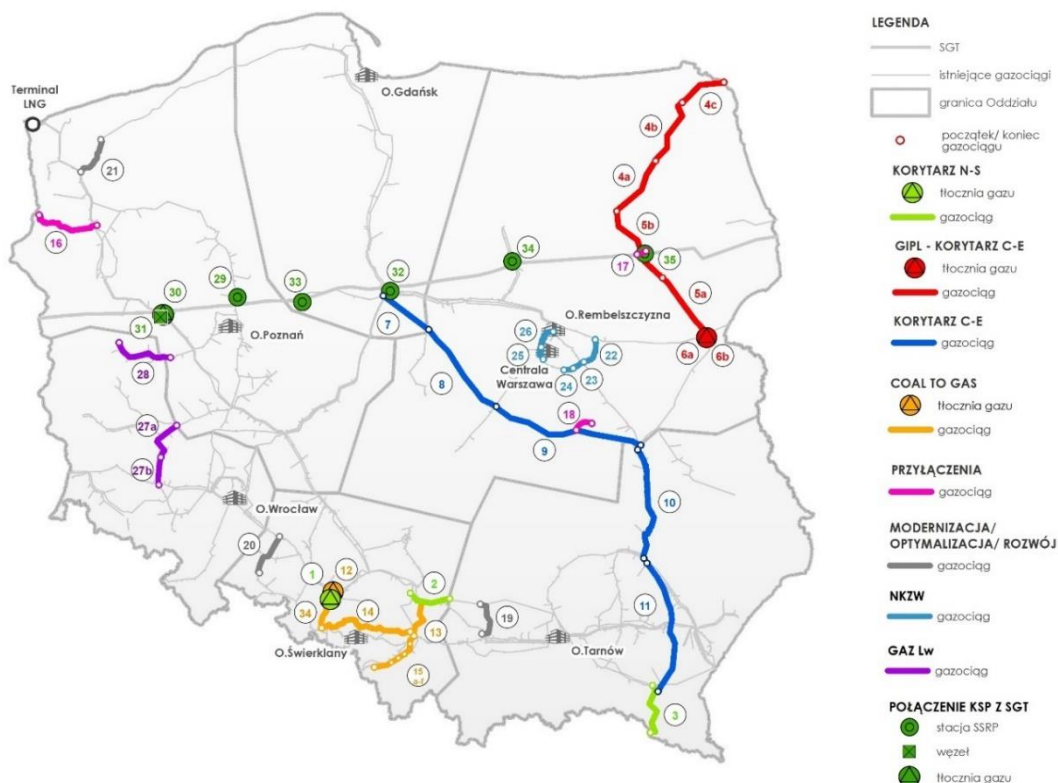
⁴⁴⁾ <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html>

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 95,3 proc. w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2022 r.

W przedmiotowym roku OGP Gaz-System S.A. zakończyła budowę i oddała do eksploatacji:

- gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń, odc. III Braciejówka – Tworzeń o długości 34,1 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska – Słowacja o długości ok. 61,3 km i średnicy 1 000 mm,
- gazociąg Polska – Litwa, odc. pñ. 1 od ZZU Rudka Skroda do ZZUP Konopki o długości 60,6 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska – Litwa, odc. pñ. 2 od ZZUP Konopki do ZZUP Kuków o długości 76,9 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska – Litwa, odc. pñ. 3 od ZZUP Kuków do granicy Polska – Litwa o długości 47,4 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska – Litwa, odc. pñd. 1 od Tłoczni Gazu Hołowczyce I wraz z układem włączeniowym do granicy woj. mazowieckiego o długości 72,5 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Polska – Litwa, odc. pñd. 2 od granicy woj. mazowieckiego do miejscowości Rudka Skroda o długości 84,7 km i średnicy 700 mm,
- gazociąg Szczecin – Gdańsk, etap V Goleniów – Płoty o długości 41,9 km i średnicy 700 mm,
- przyłączeni do sieci przesyłowej sieci dystrybucyjnej PSG Zambrów – Ostrożne o długości 0,1 km i średnicy 400 mm,
- Tłocznia Gazu Kędzierzyn o mocy 23 MW i ciśnieniu MOP 8,4 MPa,
- Tłocznia Gazu Hołowczyce II – dostosowanie (DHT) o ciśnieniu MOP 8,4 MPa.

Rysunek 29. Inwestycje strategiczne/kluczowe, stan na 31 grudnia 2022 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 65. Inwestycje strategiczne/kluczowe, stan na 31 grudnia 2022 r.

NAZWA	NUMER Z MAPY PROJEKTÓW KLUCZOWYCH	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	PODSTAWOWE DANE TECHNICZNE	FAZA	ODDZIAŁ
KORYTARZ N-S	1	TG KĘDZIERZYN		Realizacji – zakończona	Świerklany
	2	GAZOCIĄG POGÓRSKA WOLA – TWORZEŃ Odc. 3: Braciejówka – Tworzeń	DN1000; L=34,1 km	Realizacji – zakończona	Świerklany
	4	GAZOCIĄG POLSKA – SŁOWACJA	DN1000; L=61,3 km	Realizacji – zakończona	Tarnów
GIPL – KORYTARZ C-E	4a	GAZOCIĄG POLSKA – LITWA, ODCINEK PÓŁNOCNY Zadanie 1	DN700; L=60,6 km	Realizacji – zakończona	Rembelszczyzna
	4b	GAZOCIĄG POLSKA – LITWA, ODCINEK PÓŁNOCNY Zadanie 2	DN700; L=76,9 km	Realizacji – zakończona	Rembelszczyzna
	4c	GAZOCIĄG POLSKA – LITWA, ODCINEK PÓŁNOCNY Zadanie 3	DN700; L=47,4 km	Realizacji – zakończona	Rembelszczyzna
	5a	GAZOCIĄG POLSKA – LITWA, ODCINEK POŁUDNIOWY Zadanie 1	DN700; L=72,5 km	Realizacji – zakończona	Rembelszczyzna
	5b	GAZOCIĄG POLSKA – LITWA, ODCINEK POŁUDNIOWY Zadanie 2	DN700; L=84,7 km	Realizacji – zakończona	Rembelszczyzna
	6a	TG HOŁOWCZYCE II – DOSTOSOWANIE (DTH)		Realizacji – zakończona	Rembelszczyzna
	6b	TG HOŁOWCZYCE – NOWY AGREGAT SPRĘŻAJĄCY (NASH)		Projektowanie	Rembelszczyzna
KORYTARZ C-E	7	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap I Gustorzyn – Leśniewice	DN1000; L=54,1 km	Realizacji	Gdańsk
	8	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka	DN1000; L=100,0 km	Realizacji	Rembelszczyzna
	9	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap III: Rawa Mazowiecka – Wronów	DN1000; L=154,0 km	Realizacji	Tarnów
	10	GAZOCIĄG WRONÓW – ROZWADÓW	DN1000; L=107 km	Projektowanie	Tarnów
	11	GAZOCIĄG ROZWADÓW – STRACHOCINA	DN1000; L=140 km	Projektowanie	Tarnów
COAL TO GAS	12	TG KĘDZIERZYN – Przenośny Zestaw sprężający (5AS)	AGR.spr-1szt; moc-ok. 13 MW	Projektuj i Buduj	Świerklany
	13	GAZOCIĄG OŚWIĘCIM – TWORZEŃ WRAZ Z SSRP OŚWIĘCIM	DN700; L=45,0 km	Realizacji	Świerklany
	14	GAZOCIĄG RACIBÓRZ – OŚWIĘCIM WRAZ Z SSRP SUSZEC	DN700; L=110,0 km	Projektowanie	Świerklany
	15a	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap I: SSRP Oświęcim – węzeł Oświęcim -Zaborze	DN500; L=0,55 km	Projektowanie	Świerklany
	15b	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap II: ZZU Wilamowice do ŚNO w Oświęcimiu;	DN500; L=19,65 km	Projektowanie	Świerklany

NAZWA	NUMER Z MAPY PROJEKTÓW KLUCZOWYCH	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	PODSTAWOWE DANE TECHNICZNE	FAZA	ODDZIAŁ
COAL TO GAS	15c	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap III: ZZU Komorowice do ZZU Wilamowice (bez ZZU)	DN500; L=10,8 km	Projektowanie	Świerklany
	15d	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IVa: ZZU Komorowice (bez ZZU) do Stare Bielsko	DN500; L=7,5 km	Projektowanie	Świerklany
	15e	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IVb: Od Stare Bielsko do ZZU Wapienica (bez ZZU)	DN500; L=4,0 km	Projektowanie	Świerklany
	15f	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap V: ŚNO Pogórze (wraz ze służą) do ZZU Wapienica	DN500; L=14,63 km	Projektowanie	Świerklany
PRZYŁĄCZENIA	16	PRZYŁĄCZENIE ELEKTROWNI DOLNA ODRA	DN=700; L=63,0 km	Realizacji	Poznań
	17	PRZYŁĄCZENIE SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PSG W ZAMBROWIE	DN400; L=0,1 km	Projektuj i Buduj – Zakończone	Rembelszczyszna
	18	PRZYŁĄCZENIE EC KOZIENICE W ŚWIERŻACH GÓRNYCH	DN700; L=20 km	Projektowanie	Rembelszczyszna
MODERNIZACJA OPTYMALIZACJA ROZWÓJ	19	GAZOCIĄG WĘŻERÓW-PRZEWÓZ WRAZ Z SSRP PRZEWÓZ	DN700; L=45 km	Projektowanie	Tarnów
	20	GAZOCIĄG LEWIN BRZESKI – NYSA WRAZ Z ODGAŁĘZIENIAMI SG	DN500 (L=38 km) DN150 (L=11,6 km/ L=0,017 km) DN100 (L=1 km / L=1,46 km)	Projektowanie	Świerklany
	21	GAZOCIĄG SZCZECIN – GDAŃSK Etap V Goleniów – Płoty	DN700; L=41,9 km	Realizacji – zakończona	Poznań
NOWE KIERUNKI ZASILANIA WARSZAWY (NKZW)	22	GAZOCIĄG STANISŁAWÓW (MIŃSK MAZOWIECKI) – SG WOLA KARCZEWSKA	DN700; MOP=8,4 MPa; L=31,6 km	Projektowanie	Rembelszczyszna
	23	GAZOCIĄG WOLA KARCZEWSKA – KARCZEW	DN500; MOP=8,4 MPa; L=11,5 km	Projektowanie	Rembelszczyszna
	24	GAZOCIĄG KARCZEW – GASSY	DN400; MOP=8,4 MPa; L=2,65 km	Projektowanie	Rembelszczyszna
	25	GAZOCIĄG MORY – REGUŁY	DN400; MOP=5,5 MPa; L=5,1 km	Projektowanie	Rembelszczyszna
	26	GAZOCIĄG REMBELSZCZYSZNA – MORY	DN=700 L=29,0 km	Przetarg WRB	Rembelszczyszna
GAZ Lw	27a	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek północny (KOTOWICE – KRZECZYN)	DN300 MOP=8.4 MPa; L=36 km	Projektowanie	Wrocław
	27b	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek południowy (KRZECZYN – HM LEGNICA)	DN300; MOP=8,4 MPa; L=24 km	Projektowanie	Wrocław
	28	GAZOCIĄG RAKONIEWICE-ŚWIEBODZIN	DN300 L=43km; DN100 L=23,6km; DN100 L=9,4km	Projektowanie	Wrocław

NAZWA	NUMER Z MAPY PROJEKTÓW KLUCZOWYCH	NAZWA PROJEKTU (INWESTYCJI/ZADANIA)	PODSTAWOWE DANE TECHNICZNE	FAZA	ODDZIAŁ
POŁĄCZENIE KSP Z SGT	29	SSRP DŁUGA GOŚLINA	DN500 Q=250 tys. m ³ /h	Projektowanie	Poznań
	30	WĘZEŁ LWÓWEK (ZSU ZĘBOWO – WP LWÓWEK)	DN1000, Q m ³ /h (dwukierunkowa) =1,6 mln	Projektowanie	Poznań
	31	TG LWÓWEK; Agr. sprzęż. = 3szt	MOC=30 MW	Projektowanie	Poznań
	32	SSRP WŁOCŁAWEK	Q=1000 tys. m ³ /h (dwukierunkowa)	Projektowanie	Gdańsk
	33	SSRP WYDARTOWO	Q=1200 tys. m ³ /h (dwukierunkowa)	Projektowanie	Gdańsk
	34	SSRP CIECHANÓW-PAWŁOWO		Przetarg na Dokumentację projektową	Rembelszczyzna
	35	SSRP ZAMBRÓW	Q (dwukierunkowa) =1,0 mln m ³ /h	Projektowanie	Rembelszczyzna

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Pismem z 9 czerwca 2022 r. Prezes URE uzgodnił 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 2023 – 2032; Warszawa, marzec 2022 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 2023–2025.

Należy nadmienić, że w 2022 r. OGP Gaz-System S.A. była jedynym podmiotem uprawnionym do sporządzenia i aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwo gazowe dla całości sieci przesyłowych w Polsce. Wynika to z nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która dokonała zmian od 3 lipca 2021 r. mających zastosowanie do sieci będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora.

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.

Ponadto, OGP Gaz-System S.A. ujęła w tym planie rozwojowe zadania inwestycyjne na Tłoczni Włocławek i Tłoczni Szamotuły.

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. Spółka 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 2021 r. obowiązywała aktualizacja planu rozwoju na lata 2020–2024, którą Prezes URE pismem z 27 lipca 2020 r. uzgodnił z PSG Sp. z o.o. w zakresie lat 2021–2024. Szczegółowe informacje na temat tej aktualizacji znajdują się w poprzednim Raporcie Prezesa URE.

Z kolei w 2022 r. obowiązywał plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022–2026, który Prezes URE uzgodnił z PSG Sp. z o.o. 21 października 2021 r. Przedmiotowy plan składa się z części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych, a także aktualizacji 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 części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych, pięć zadań z grupy „ekspansja na nowe tereny” wyłączono z uzgadnianej puli w związku z brakiem uwiarygodnionych środków finansowania. W zakresie Programu CNG/LCNG spółka nie planuje ponosić nakładów na ten cel w latach 2022–2026, w związku z czym uzgodnienie odbyło się w zakresie zmiany liczby stacji i punktów tankowania.

Uzgodniony plan rozwoju PSG Sp. z o.o. przewiduje w okresie 2022–2026 następujące efekty inwestycji:

- przyłączenie 522 297 nowych odbiorców,
- zbudowanie 13 926 km nowej sieci dystrybucyjnej,
- zbudowanie 372 nowych stacji redukcyjno-pomiarowych,
- zbudowanie 65 stacji regazyfikacji LNG,
- zmodernizowanie 5 336 km sieci dystrybucyjnej,
- zmodernizowanie 396 stacji redukcyjno-pomiarowych,
- wymianę 3 342 388 gazomierzy i układów pomiarowych.

W przedmiotowym planie PSG Sp. z o.o. założyla wzrost wolumenu dystrybuowanych paliw gazowych na poziomie 0,55 proc. w ujęciu średniorocznym w okresie przewidzianym planem rozwoju.

Ponadto, w uzgodnionym planie rozwoju PSG Sp. z o.o. ujęła w zakresie nowych źródeł przyłączenie 24 obiektów biogazowni i biometanowni, przy założeniu, że: cały wolumen biometanu zostanie zatłoczony do sieci dystrybucyjnej PSG i roczna produkcja biometanowni wynosić będzie 4 mln m³ rocznie (500 m³/h). PSG szacuje, że w perspektywie do 2030 r. od jej sieci dystrybucyjnej może zostać przyłączonych 1 000 biometanowni.

Sześć zadań inwestycyjnych w zakresie modernizacji i cztery zadania inwestycyjne w zakresie ekspansji (łącznie dziesięć zadań) otrzymało dofinansowanie (korzysta z dofinansowania) ze środków UE w ramach „Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020”.

W uzgodnionym planie PSG Sp. z o.o. średnio ok. 56 proc. nakładów inwestycyjnych przewidziano na inwestycje sieciowe służące przyłączeniu odbiorców do sieci gazowej i wzrostowi usługi dystrybucyjnej (LRE). Kierunki rozbudowy sieci gazowej w tym zakresie wynikają z analizy strony popytu i podaży rynku gazu. Średnio 32 proc. nakładów inwestycyjnych zaplanowano na modernizację sieci (grupa NLRE), co wynika z konieczności utrzymania sieci gazowej w stanie technicznym gwarantującym zachowanie ciągłości dostaw paliwa gazowego wszystkim użytkownikom systemu oraz zachowania długoterminowej zdolności przesyłowej. Pozostałe ok. 12 proc. nakładów inwestycyjnych przewidziano na inwestycje niesieciowe, tj. łączność, pomiary, informatykę, budynki i budowle, przygotowanie inwestycji, zakup środków transportu i inne (opłaty za przyłączenie do sieci innych operatorów, kontrola nawaniania gazu, ochrona środowiska itp.).

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 2021 r. dotyczył 16 operatorów systemów dystrybucyjnych nie podlegających prawnemu wydzieleniu. W porównaniu do 2019 r. liczba ta wzrosła o jeden podmiot.

Według stanu na 31 grudnia 2022 r., 9 operatorów miało uzgodniony plan rozwoju na lata 2022–2026, natomiast 5 na lata 2023–2027. Ponadto jeden operator posiadał uzgodniony plan rozwoju w ograniczonym zakresie czasowym (na lata 2023–2024), a jednemu podmiotowi odmówiono uzgodnienia tego dokumentu z uwagi na braki merytoryczne.

Łącznie uzgodnione nakłady na realizację zadań inwestycyjnych dla operatorów sieci dystrybucji spoza GK PGNiG na 2021 rok wyniosły 84 813,76 tys. zł. W porównaniu do 2020 r., łączna wielkość uzgodnionych nakładów dla tej grupy operatorów zwiększyła się o 17 582,11 tys. zł, co stanowi wzrost o ponad 26 proc. w stosunku rok do roku.

2.6.2.3. Operator systemu magazynowania paliw gazowych (Gas Storage Poland Sp. z o.o.)

Zgodnie z art. 16¹ ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne⁴⁵⁾, Prezes URE uzgadnia z OSM plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat, działając w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii. Obecnie jedynym OSM w Polsce jest Gas Storage Poland Sp. z o.o., która przedłożyła do uzgodnienia „Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na lata 2023 – 2032” przy piśmie z 30 września 2022 r. W 2022 r. uzgodnienie tego dokumentu nie zostało zakończone.

2.7. Wypełnianie przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych ich zadań

2.7.1. Ocena wypełniania przez OSP i OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1-1b ustawy – Prawo energetyczne

Ustawa – Prawo energetyczne (głównie art. 9c ust. 1-1b) 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. Ponadto, zgodnie z obowiązującym od 2022 r. art. 33 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może udzielić koncesji na przesyłanie paliw gazowych wyłącznie wnioskodawcy, który działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

⁴⁵⁾ Przepis wprowadzony 21 grudnia 2022 r. zgodnie z art. 37 pkt 5 ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r., zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne.

W toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawie wyznaczenia operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemu dystrybucyjnego, Prezes URE każdorazowo bada zdolność kandydata na operatora do wypełniania obowiązków wynikających z przepisów prawa. Tylko kandydat, który w toku prowadzonego postępowania wykaże, że posiada zdolności i możliwości do wypełniania obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1-1b 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 połączanego 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 połączanego. 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 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 skuteczne 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 wyznaczenia operatora systemu przesyłowego 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 oraz art. 9c, a także w zakresie wypełniania przez operatora systemu przesyłowego obowiązków, o których mowa w art. 16 i art. 47. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 48 ust. 1-10 ustawy – 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 lub jej zmiany w terminie, o którym mowa w art. 47 ust. 1 zdanie drugie albo ust. 1aa zdanie drugie, lub wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w tych przepisach; (...)*
- 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. 1¹; (...)*
- 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. 5 ab 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:*
 - a) *certyfikatu niezależności lub nie dopełnia warunków określonych w decyzji, o której mowa w art. 9h¹ ust. 12,,*
 - b) *certyfikatu, o którym mowa w art. 9h³, lub nie dopełnia warunków określonych w decyzji, o której mowa w art. 9h³ 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, lub aktualizacji tych planów.*

Operator Systemu Przesyłowego

Wykaz podstawowych zadań operatora systemu przesyłowego zawarty został w art. 9c ust. 1-1a 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) długoterminowe planowanie rozwoju 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-G, 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 przesyłowego gazowego oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczanych i pobieranych z systemu przesyłowego gazowego, w tym:
 - a) dostarczanie użytkownikom tego systemu danych dotyczących realizacji przez nich usług w zakresie niezbędnym do wykonywania ich obowiązków wynikających z instrukcji, o której mowa w art. 9g;
 - b) zapewnienie użytkownikom tego systemu mechanizmów umożliwiających podejmowanie działań zaradczych w celu uniknięcia niezbilansowania paliw gazowych dostarczonych i odebranych z systemu gazowego;
 - c) podawanie do wiadomości publicznej informacji o działaniach podjętych w celu bilansowania systemu gazowego, a także o poniesionych w związku z tym kosztach i przychodach,
 - 9) zarządzanie ograniczeniami systemowymi w systemie przesyłowym gazowym
 - 10) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług przesyłania paliw gazowych, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi,
 - 11) 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 – OGP Gaz-System S.A. (wyznaczony na mocy decyzji Prezesa URE z 23 czerwca 2006 r.) należy stwierdzić, że realizacja wszystkich zadań przypisanych OSP w art. 9c ust. 1-1a 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 spółka została wyznaczona operatorem systemu przesyłowego.

Przedsiębiorstwo w toku prowadzonego postępowania administracyjnego w sprawie przyznania certyfikatu spełniania kryteriów niezależności, w odniesieniu do pełnienia funkcji OSP na sieciach własnych, w wyczerpujący sposób wykazało, że realizuje wszystkie zadania OSP określone w art. 9c 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 OGP Gaz-System S.A., na mocy decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r., została z urzędu wyznaczona operatorem systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego na okres do 31 grudnia 2025 r., który z mocy prawa został przedłużony do 6 grudnia 2068 r. 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.

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.

Ponadto, 29 sierpnia 2022 r., w związku ze zmianą art. 9h ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 26 marca 2022 r., Prezes URE wydał decyzję ustalającą treść kolejnej 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 2022 r. wykonuje obowiązki operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu jamalskiego, którego właścicielem jest SGT EuRoPol GAZ S.A. Umowa weszła w życie 1 stycznia 2023 r. i będzie obowiązywała do 6 grudnia 2068 r.

Ocena realizacji przez OSD obowiązków wynikających z art. 9c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, dokonywana jest także 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

OT w ramach kontrolowania wypełniania przez OSD ich zadań, w okresie sprawozdawczym przeprowadziły weryfikację 18 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 większości 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 wymierzenia kary pieniężnej.

W OT Łódź w jednym przypadku stwierdzono nieprawidłowości w zakresie zgodności IRiESD z obowiązującymi przepisami prawa.

Tabela 66. Kontrolowanie przedsiębiorstw z sektora gazowego w zakresie związanym z realizacją obowiązku opracowania IRiESD

OT URE	2021 [szt.]	2022 [szt.]	Razem [szt.]
OT Gdańsk	0	0	0
OT Katowice	0	0	0
OT Kraków	2	2	4
OT Lublin	2	2	4
OT Łódź	2	1	3
OT Poznań	1	1	2
OT Szczecin	1	0	1
OT Wrocław	2	2	4
OGÓŁEM	10	8	18

Źródło: URE.

2.7.2. Programy Zgodności – realizacja i wnioski

W omawianym okresie na rynku paliw gazowych obowiązywały dwa zatwierdzone przez Prezesa URE Programy Zgodności, dla: Gas Storage Poland Sp. z o.o. i PSG Sp. z o.o., oba w wersji dostosowanej do „Wytycznych do treści Programów zgodności opracowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowego”. Zmiana miała na celu wzmocnienie niezależności operatora, funkcjonującego w ramach grupy kapitałowej i objęła takie obszary, jak zasady komunikacji, marketingu, działalności badawczo-rozwojowej, ochrony danych sensytywnych, a także funkcjonowanie technologii informacyjno-telekomunikacyjnych i odrębność marki operatora na tle innych spółek grupy kapitałowej.

W trakcie 2022 r. wpłynął także wniosek o zatwierdzenie Programu Zgodności operatora, który wskutek wypełnienia kryteriów określonych w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, stał się zobowiązany do prawnego wydzielenia działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności – decyzja w sprawie zatwierdzenia tego programu wydana została już w 2023 r. Drugi wniosek o zatwierdzenie Programu Zgodności, który wpłynął w 2022 r., złożony został przez operatora, który wskutek zmian właścicielskich i organizacyjnych wszedł w skład grupy kapitałowej, a w związku z planowanym przejęciem działalności w zakresie dystrybucji gazu od innej spółki, planuje limit 150 mln m³ sprzedaży gazu rocznie. W 2022 r. przeprowadzona została analiza wniosku oraz sytuacji prawnej operatora, w zakresie spełniania przez tę spółkę kryteriów pozwalających uznać, że jest ona zobowiązana i jednocześnie uprawniona do przedłożenia Prezesowi URE Programu Zgodności, w celu jego zatwierdzenia. Postępowanie jest kontynuowane w 2023 r.

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 2021 r. i 2022 r., szczególnie sprawozdań przedłożonych przez Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o., wskazuje na rosnące znaczenie Programu oraz roli Inspektora. 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 2022 r. miała miejsce istotna zmiana na rynku gazu (przejęcie PGNiG S.A. przez PKN Orlen S.A.), która bezpośrednio wpływa na PSG Sp. z o.o. W efekcie, OSD stał się częścią holdingu liczącego ok. 260 spółek, dla których spółką dominującą jest PKN Orlen S.A., która (podobnie jak poprzedni wspólnik operatora) posiada koncesję na obrót paliwami gazowymi. W związku z tym, jak wskazano w sprawozdaniu PSG Sp. z o.o., przestrzeganie reguł zgodności, z uwagi na fakt, że OSD należy obecnie do GK Orlen, do której należą sprzedawcy paliwa gazowego posiadający największy udział w hurtowym i detalicznym rynku sprzedaży paliwa gazowego, stanowi fundamentalny obszar aktywności spółki. Liczne opinie wydawane przez Inspektora dotyczyły działalności marketingowej oraz identyfikacji wizualnej spółki, a także prawidłowej polityki komunikacyjnej wewnątrz i na zewnątrz organizacji, w tym w ramach dawnej GK PGNiG oraz GK Orlen.

W związku z powyższą zmianą, również Inspektor ds. zgodności OSM uczestniczył w procesie weryfikacji możliwości udostępnienia określonych danych dotyczących tego operatora i stopnia zaangażowania OSM w planowane wspólne procesy spółek z grupy kapitałowej.

Inspektorzy ds. zgodności byli także zaangażowani w ocenę niektórych planowanych działań operatora, także w kontekście przedsięwzięć całej grupy kapitałowej. W przypadku zgłoszenia zastrzeżeń, postępowaniu nienaruszającemu norm prawa w zakresie zgodności, przyznawano pierwszeństwo przed celami biznesowymi. Inspektorzy opiniowali projekty regulaminów, nowych zasad, umów i innych dokumentów przed ich przyjęciem przez zarząd operatora, w tym współpracowali z innymi służbami operatora w sprawie środków stosowanych w zakresie ochrony informacji sensytywnych. Regulacje Programu Zgodności odnoszą się również do zewnętrznych kontrahentów spółek operatorskich, do usługodawców, a także innych podmiotów zainteresowanych dostępem do danych, jak np. samorządy. Wszelka współpraca z osobami trzecimi, która wiązała się z przekazywaniem sensytywnych informacji handlowych, realizowana była na podstawie umowy o poufności.

W latach 2021–2022 zarówno w PSG Sp. z o.o., jak i 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.

W 2022 r. do Urzędu wpłynęło natomiast pismo jednego z Inspektorów ds. zgodności z wnioskiem o ocenę i interpretację postanowień Programu Zgodności odnoszących się do obowiązku równoprawnego traktowania systemu, w kontekście regulacji wprowadzonych na mocy ustawy z dnia 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego⁴⁶⁾. W sprawie tej wątpliwości Prezes URE wskazał na treść opublikowanej na stronie internetowej Urzędu Informacji nr 27/2022, z której wynika, że w ocenie Prezesa URE decyzja ministra właściwego do spraw wewnętrznych o wpisaniu podmiotu na „listę sankcyjną” i objęcie go sankcją zamrożenia środków finansowych i zasobów gospodarczych, stanowi automatycznie podstawę „zamrożenia” (swoistego zawieszenia) koncesji oraz innych rozstrzygnięć Prezesa URE związanych z reglamentacją prowadzenia działalności na rynku energii elektrycznej, ciepła oraz paliw gazowych i ciekłych, a podmiot wpisany na listę pozbawiony zostanie *de facto* możliwości kontynuowania jakiegokolwiek działalności gospodarczej na terytorium Polski, wskutek czego utraci on automatycznie status użytkownika systemu.

⁴⁶⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 129 z późn. zm.

W latach 2021–2022 nie odnotowano w URE skarg dotyczących realizacji czy naruszenia zasad Programów Zgodności.

Sprawozdania z realizacji Programu zgodności publikowane są na stronie internetowej URE.

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

Tabela 67. Kontrolowanie wypełniania przez przedsiębiorstwa z sektora gazowego obowiązków dotyczących ewidencji księgowej w OT URE

Komórka organizacyjna URE	Postępowania taryfowe [szt.]		Razem [szt.]
	2021	2022	
OT Gdańsk	0	1	1
OT Katowice	5	9	14
OT Kraków	6	8	14
OT Lublin	3	2	5
OT Łódź	4	4	8
OT Poznań	2	2	4
OT Szczecin	1	2	3
OT Wrocław	6	4	10
Centrala	41	61	102
OGÓŁEM	68	93	161

Źródło: URE.

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 OT URE, zasadniczo w trakcie postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych.

od 1 sierpnia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r. gdyż w okresie wojny, jaką wywołała Rosja w Ukrainie, dostawy takiej biomasy zostały drastycznie ograniczone bądź wstrzymane.

Niezależnie od powyższych zmian, w zakresie regulacji ustawy OZE, 3 lutego 2021 r. opublikowana została ustawa o MFW, otwierająca drogę przyznania wytwórcom energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wsparcia w postaci prawa do pokrycia tzw. ujemnego salda.

W latach 2020–2021 Prezes URE wydał szereg komunikatów i informacji wyjaśniających zagadnienia problemowe związane ze stosowaniem przepisów ustawy OZE, a także dokumentów regulujących zasady partycypacji w systemach wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Lata sprawozdawcze były też kolejnymi, po 2020 r., latami funkcjonowania organu regulacyjnego oraz przedsiębiorców w uciążliwych warunkach wynikających z wybuchu epidemii COVID-19. Znalazło to odzwierciedlenie w szeregu przepisów szczególnych regulujących zarówno działalność organu, jak i przedsiębiorców w warunkach „epidemicznych”.

System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w postaci świadectw pochodzenia

Tabela 68. Świadectwa pochodzenia wydane w 2021 r. (za produkcję w 2019 r. i 2020 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2019 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2020 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	1 265,948	2	197 544,061	337
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,000	0	2 789 851,950	88
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	148,440	7	24 093,178	377
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 120,265	6	3 231 727,332	2 436
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	157,029	4	12 195,450	97
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, bioptynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	0,000	0	390 291,780	16
łącznie	5 691,682	19	6 645 703,751	3 351

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 69. Świadectwa pochodzenia wydane w 2021 r. (za produkcję w 2021 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2021 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	505 856,005	1 048
Instalacje wykorzystujące biomasę	2 407 948,791	181
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	62 888,723	721
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	9 431 085,078	8 483
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	37 191,367	183
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, bioptynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	336 785,177	19
łącznie	12 781 755,141	10 635

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 70. Świadectwa pochodzenia wydane w 2022 r. (za produkcję w 2020 r. i 2021 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2020 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2021 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	11 863,134	8	166 722,120	289
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,000	0	2 199 086,694	69
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	466,484	16	20 163,651	374
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	5 303,472	6	3 276 143,082	2 335
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	158,840	21	10 433,924	65
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	0,000	0	59 238,643	6
łącznie	17 791,930	51	5 731 788,114	3 138

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 71. Świadectwa pochodzenia wydane w 2022 r. (za produkcję w 2022 r.) w rozbiu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2022 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	481 870,121	1 003
Instalacje wykorzystujące biomasę	2 917 326,397	190
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	69 946,421	731
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	10 074 520,638	8 356
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	33 249,254	152
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	182 800,341	17
łącznie	13 759 713,172	10 449

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 72. Moce zainstalowane w OZE w latach 2021–2022*

Rodzaj instalacji OZE	Moc zainstalowana	
	2021 r.	2022 r.
	[MW]	
Instalacje wykorzystujące biogaz	257,349	276,248
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 418,750	1 478,675
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	1 693,191	3 147,861
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	7 224,971	8 287,870
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	990,456	989,389
łącznie	11 584,717	14 180,043

* 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 73. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacje objęte systemem świadectw pochodzenia albo systemem taryf gwarantowanych albo aukcyjnym systemem wsparcia), według stanu na 31 grudnia 2022 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	135,255	221
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 478,675	55
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	3 147,861	3 611
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	8 287,870	1 349
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	989,389	786
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	13 331,410	30
łącznie	27 370,460	6 052

* Nie uwzględnia danych dotyczących 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, podano wartości całkowite 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 2020 r. i w 2021 r.

Wytwórcy energii elektrycznej w istniejących instalacjach odnawialnego źródła energii mieli możliwość złożenia Prezesowi URE deklaracji o przystąpieniu do aukcji, jednakże w latach 2021–2022 nie wpłynęła żadna taka deklaracja.

Podobnie jak w latach poprzednich, zarówno wnioski 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 2021 r. zostały wydane 1 472 zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, natomiast w 2022 r. wydano ich 502. W tym miejscu należy jednak podnieść,

że decyzje inwestycyjne wytwórców energii w źródłach odnawialnych były w 2022 r. mocno zachwiane zaistniałą sytuacją geopolityczną, która miała m.in. bezpośredni wpływ na istotny wzrost rynkowych cen energii elektrycznej.

W 2021 r. Prezes URE realizując dyspozycje wynikające bezpośrednio z przepisów prawa, a także uwzględniając uzgodniony z ministrem właściwym ds. energii harmonogram przeprowadzania aukcji, 21 kwietnia 2021 r. ogłosił 8 aukcji – dedykowanych instalacjom „istniejącym”. Pierwszą z nich zadedykowano instalacjom „istniejącym” – biogazowniom rolniczym o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW. Kolejnych 7 aukcji zadedykowano instalacjom „nowym”. Aukcje zostały przeprowadzone kolejno w dniach: 26, 27, 28 i 31 maja 2021 r. oraz w dniach: 1, 2, 8 i 11 czerwca 2021 r. W aukcjach oznaczonych jako: „AZ/1/2021”, „AZ/2/2021”, „AZ/4/2021”, „AZ/5/2021” oraz „AZ/6/2021”, nie złożono wymaganej liczby przynajmniej trzech ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE, w związku z czym aukcje te pozostały nierozstrzygnięte.

Wobec uchwalenia w drugim półroczu 2021 r. przepisów zmieniających ustawę OZE i wydłużenia możliwości przeprowadzania aukcji o 6 kolejnych lat, tj. do 31 grudnia 2027 r., Prezes URE opublikował 25 października 2021 r., uzgodniony z Ministrem Klimatu i Środowiska, harmonogram przeprowadzenia kolejnych aukcji w 2021 r., obejmujący m.in. przeprowadzenie po raz pierwszy w systemie aukcyjnym aukcji dedykowanych hybrydowym instalacjom odnawialnego źródła energii. Prezes URE 28 października 2021 r. ogłosił łącznie 5 aukcji dedykowanych instalacjom nowym, spośród których dwie przeznaczone zostały dla instalacji hybrydowych, a trzy pozostałe aukcje dedykowano technologiom, dla których w wyniku rozstrzygnięć pierwszej tury aukcji w 2021 r. (maj-czerwiec) nie zakontraktowano całej ilości i wartości energii przeznaczonej do sprzedaży. Aukcje ogłoszone 28 października 2021 r. zostały przeprowadzone w dniach: 2, 3, 7, 9 oraz 10 grudnia 2021 r. W aukcjach oznaczonych jako: „AZ/9/2021” oraz „AZ/10/2021” nie złożono wymaganej liczby przynajmniej trzech ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE, w związku z czym aukcje te pozostały nierozstrzygnięte.

Tabela 74. Rozstrzygnięcia aukcji przeprowadzonych w 2021 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/3/2021	4	3	126 900,000	81 003 291,00	637,07	639,15
AZ/7/2021	91	72	24 687 409,908	5 658 431 092,66	179,00	242,98
AZ/8/2021	1 016	335	11 949 598,377	2 761 860 057,90	207,00	253,37
AZ/11/2021	309	141	2 749 819,401	677 147 529,12	219,00	278,87
AZ/12/2021	62	46	11 032 791,653	2 513 151 819,93	139,64	261,07
AZ/13/2021	4	3	76 500,000	48 938 955,00	638,85	639,97

Źródło: URE.

Harmonogram aukcji przewidzianych do przeprowadzenia w 2022 r. został opublikowany, po jego uzgodnieniu z Ministrem Klimatu i Środowiska, na stronie internetowej Urzędu 28 października 2022 r. i na jego podstawie Prezes URE, 7 listopada 2022 r., ogłosił 7 aukcji. Wszystkie aukcje zadedykowano instalacjom „nowym”, zostały one przeprowadzone kolejno w dniach: 8, 9, 12, 13, 14, 15 i 16 grudnia 2022 r. W aukcjach oznaczonych jako: „AZ/3/2022”, „AZ/5/2022”, „AZ/6/2022” oraz „AZ/7/2022” nie złożono wymaganej liczby przynajmniej trzech ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE, w związku z czym aukcje te pozostały nierozstrzygnięte.

Tabela 75. Rozstrzygnięcia aukcji przeprowadzonych w 2022 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/1/2022	156	68	1 593 047,376	433 691 647,19	244,77	327,73
AZ/2/2022	46	37	6 400 524,750	1 724 965 505,24	150,00	320,00
AZ/4/2022	2	1	pow. 460 000,000	pow. 290 000 000,00	650,00*	650,00*

* 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 650 zł/MWh.

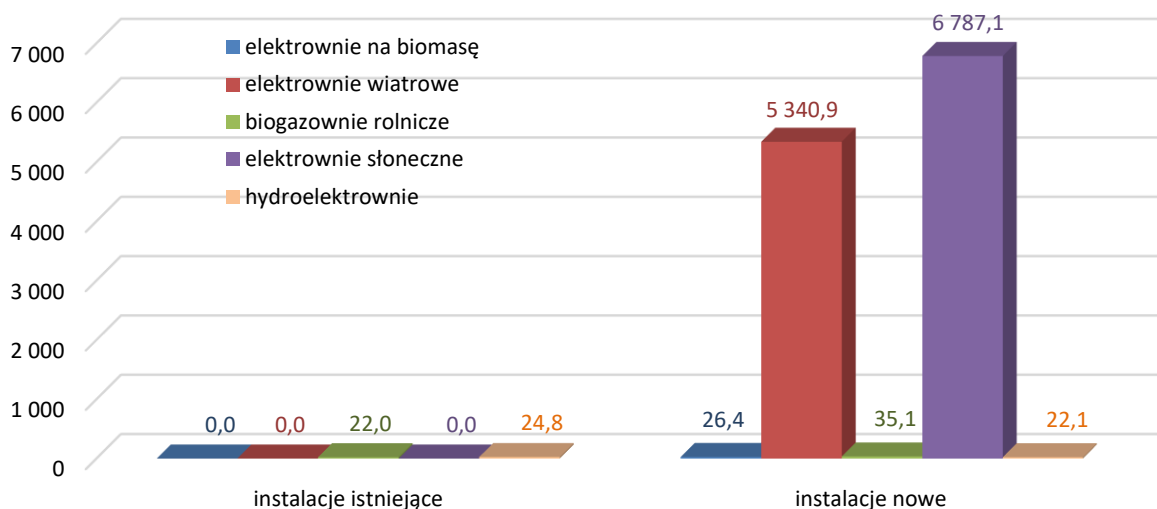
Źródło: URE.

Rysunek 30. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016–2022, w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]



Źródło: URE.

Rysunek 31. łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców którzy wygrali aukcje w latach 2016–2022 według typu instalacji: nowa/istniejąca oraz w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]



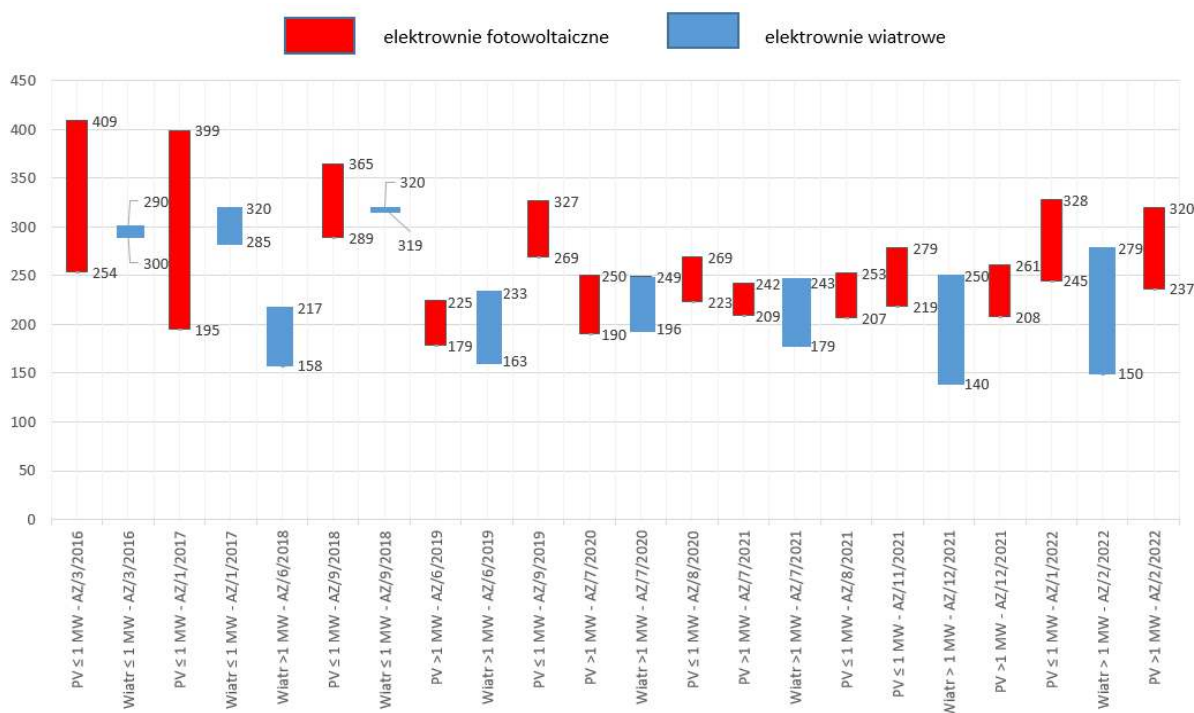
Źródło: URE.

Podsumowując wyniki aukcyjnego systemu wsparcia w ostatnich latach należy stwierdzić, że najwyższy poziom kontraktacji nowych mocy wytwórczych, jak również łącznej liczby zwycięskich ofert odnotowano w 2021 r. W wyniku rozstrzygnięć aukcji wówczas przeprowadzonych, zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 3 853,9 MW, wobec 2 506,5 MW w 2020 r. Niewątpliwie wpływ na taki stan rzeczy miała rosnąca popularność elektrowni słonecznych, wypierających projekty farm wiatrowych na lądzie, których rozwój został zahamowany niesprzyjającym otoczeniem prawnym. Moc zainstalowana elektryczna elektrowni fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w 2021 r., wyniosła 3 072,3 MW wobec 1 564,5 MW w roku poprzednim. Z kolei moc zainstalowana elektryczna farm wiatrowych na lądzie, które wygrały aukcję w 2021 r., wyniosła 779,1 MW, wobec 928,9 MW w 2020 r.

Rok 2022 nie cieszył się tak dużym zainteresowaniem wytwórców, jak w latach ubiegłych – wskazuje na to przede wszystkim liczba ofert złożonych w poszczególnych aukcjach. Niewątpliwie na taki stan rzeczy miała wpływ niestabilność i duża niepewność prognoz rynkowych cen energii, zauważalne różnice cen referencyjnych w poszczególnych koszykach, a także zmieniające się otoczenie prawne. Dla zobrazowania skali należy wskazać, że liczba wydanych w 2022 r. zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji jest 1,8 razy większa niż liczba złożonych w tym roku ofert, przy czym nie wyczerpuje to całkowitej puli instalacji dopuszczonych do uczestnictwa w aukcji. W wyniku rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w 2022 r., zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 737,7 MW, w tym moc zainstalowana elektryczna elektrowni fotowoltaicznych wyniosła 485,6 MW, a farm wiatrowych na lądzie 245,2 MW. Utrzymujący się w ostatnich latach spadek nowych projektów wiatrowych, nadal jest pokłosiem niesprzyjającego otoczenia prawnego, tj. wprowadzonej w 2016 r. mocą tzw. ustawy odległościowej, zasady „10h”.

W latach 2021–2022 utrzymywał się trend zrównywania poziomów cen ofertowych instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych występujących w tym samym koszyku. Fotowoltaika skutecznie konkurowała z elektrowniami wiatrowymi korzystając z efektu powstałej luki inwestycyjnej. W 2021 r. na elektrownie wiatrowe w aukcjach AZ/7/2021 oraz AZ/12/2021 przypadło ok. 70 proc. łącznej zakontraktowanej mocy, natomiast w aukcji AZ/2/2022 moc przypadająca na instalacje fotowoltaiczne wyniosła 58 proc. Dla porównania, w 2020 r. w aukcjach dla instalacji o mocy powyżej 1 MW, udział elektrowni słonecznych wyniósł 47 proc., w 2019 r. udział ten był znikomy (3 proc.), a w 2018 r. instalacje te w ogóle nie wygrywały aukcji.

Rysunek 32. Zakres cen w zł/MWh z wygranych ofert w aukcjach przeznaczonych dla instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych w latach 2016–2022 (zaokrąglono do 1 zł/MWh)



Źródło: URE.

Udział pozostałych technologii, które wygrały aukcje w latach 2021–2022, był śladowy i dotyczył nowych hydroelektrowni, partycypujących w 2021 r. w koszyku o mocy nie większej niż 1 MW (2,5 MW) oraz w 2022 r. w koszyku dla instalacji powyżej 1 MW (6,9 MW). W kontekście nowych instalacji, zmiennym jest dla systemu aukcyjnego permanentny brak zainteresowania wytwórców wytwarzających energię w procesach termicznego przekształcania odpadów czy też z biomasy. Począwszy od 2018 r., notowany jest również istotny spadek zainteresowania aukcjami wśród 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). Dodatkowo należy wskazać, że próba tworzenia w 2021 r. nowych koszyków aukcyjnych dla instalacji hybrydowych, które ustawodawca przewidział w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 16 grudnia 2020 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która mogła zostać sprzedana w drodze aukcji w 2021 r.⁴⁹⁾, okazała się w świetle obowiązujących regulacji prawnych zdecydowanie przedwczesna. Brak zainteresowania przedsiębiorców tego rodzaju projektami wskazuje na konieczność modyfikacji przepisów definiujących hybrydowe instalacje OZE oraz sprecyzowania ich roli w systemie aukcyjnym i energetycznym.

W poniższej tabeli przedstawiono dane dotyczące stanu realizacji instalacji, które zostały objęte związkami ofertami.

⁴⁹⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 2363.

Tabela 76. 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 2022 r. (dane według stanu na 14 kwietnia 2023 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 prom. słonecznego	62	59,515	324	277,749	514	489,955	626	603,260
wykorzystująca energię wiatru na lądzie	2	1,600	2	1,700	29	922,845	6	147,565
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy					10	9,991		
wykorzystująca hydroenergię					4	10,116		

Rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii	Aukcje przeprowadzone w 2020 r.		Aukcje przeprowadzone w 2021 r.		Aukcje przeprowadzone w 2022 r.	
	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna
	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]
wykorzystująca energię prom. słonecznego	20	18,701	5	4,891		
wykorzystująca energię wiatru na lądzie	1	2,260				
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy						
wykorzystująca hydroenergię			4	1,425		
Razem moc [MW]						2 551,573
Razem liczba instalacji						1 609

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 instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, 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 instalacje odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW), 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.

W latach 2021–2022, 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,
- spełniające wymogi wynikające z art. 10 ustawy z 17 września 2021 r.

Systemy FIT/FIP funkcjonują od 2018 r., zaś w latach 2021–2022 wprowadzono przepisy mające istotny wpływ na zasady i zakres wsparcia.

Modyfikacje wynikające z wejścia w życie przepisów ustawy z 20 maja 2021 r. dotyczyły m.in.:

- określenia daty początkowej 1 października 2005 r. w odniesieniu do obowiązku skumulowania udzielonej pomocy inwestycyjnej,
- możliwości stosowania wyższej stałej ceny zakupu, stanowiącej 95 proc. ceny referencyjnej dla instalacji, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW,
- wydłużenia możliwości korzystania ze wsparcia do 30 czerwca 2039 r. (okres ten ponownie został wydłużony nowelizacją ustawy OZE, która weszła w życie 30 października 2021 r. – do 30 czerwca 2047 r. – o czym niżej),
- wprowadzenia zmian zakresu opinii jednostek akredytowanych, przedstawianych w ramach obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców, a które winny zawierać w szczególności informację na temat ilości energii elektrycznej wytworzonej w danym roku w tej instalacji w procesach wysokosprawnej kogeneracji oraz poza procesami wysokosprawnej kogeneracji (zmiana ta dotyczy również aukcyjnego systemu wsparcia)
- terminu obowiązywania cen referencyjnych oraz długości okresu wsparcia określonych w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy OZE (zmiana ta dotyczy również aukcyjnego systemu wsparcia).

Następnie, 30 października 2021 r., weszły w życie kolejne istotne zmiany przepisów ustawy OZE, wprowadzone ustawą z 17 września 2021 r., które swym zakresem obejmowały systemy FIT/FIP, jak również – w pewnym zakresie – aukcyjny system wsparcia, dotyczyły one m.in.:

- wyróżnienia wśród przedsiębiorstw energetycznych uprawnionych do aplikowania do systemów FIT/FIP wytwórców, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy OZE tj. wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będących osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności,
- zmiany treści oświadczeń składanych przez wytwórców pod rygorem odpowiedzialności karnej tj. rozszerzenie o zakres dotyczący trudnej sytuacji przedsiębiorstwa i obowiązku zwrotu pomocy publicznej (zmiana ta dotyczy również aukcyjnego systemu wsparcia, w zakresie treści ofert składanych w aukcji),
- wydłużenia okresu wsparcia z 15 lat do 17 lat, dla instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie biogaz rolniczy, albo biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo biogaz

- pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo biogaz inny niż wymienione, albo hydroenergię, dla których wydawano świadectwa pochodzenia przez minimum 5 lat,
- wydłużenia obowiązku zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70c ust. 2 ustawy OZE lub prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3 ustawy OZE do 30 czerwca 2047 r. (zmiana w tym zakresie odnosi się również do aukcyjnego systemu wsparcia),
 - wprowadzenia daty granicznej, do której Prezes URE jest uprawniony do wydania zaświadczenia FIT/FIP tj. nie później niż w terminie do 30 czerwca 2024 r., a po wydaniu pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym, nie później niż w terminie do 31 grudnia 2027 r. (zmiana ta dotyczy również okresu funkcjonowania aukcyjnego systemu wsparcia, tj. przeprowadzania aukcji po wydaniu pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym, nie później niż w terminie do 31 grudnia 2027 r.),
 - możliwości zmiany rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii na instalację wytwarzającą energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, dla tych instalacji, dla których przed 1 stycznia 2019 r. złożona została deklaracja FIT/FIP i do 1 lipca 2019 r. została ona objęta zaświadczeniem FIT/FIP (por. art. 184b ust. 1a ustawy OZE).

Dodatkowo, w ramach nowelizacji ustawy OZE z 30 października 2021 r., wytwórcom energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, którzy uczestniczyli w systemie świadectw pochodzenia przez minimum 5 lat, spełniającym kryterium rodzaju instalacji OZE, uprawniającego do korzystania z systemów FIT/FIP, dla instalacji, dla których okres wsparcia, o którym mowa w art. 44 ust. 5 albo art. 77 ust. 1 ustawy OZE, zakończył się przed 30 października 2021 r. i dla których nie wydano zaświadczenia FIT/FIP, umożliwiono aplikację do systemów FIT/FIP na okres dodatkowych dwóch lat. Deklaracje FIT/FIP musiały zostać złożone do 27 stycznia 2022 r. (por. art. 10 ustawy z 17 września 2021 r.).

Pod koniec 2022 r., ustawą z 15 grudnia 2022 r., wprowadzone zostały do systemów wsparcia FIT/FIP kolejne modyfikacje, które swym zakresem obejmowały:

- możliwości wydłużenia terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy OZE, oraz okresu, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. c tej ustawy, o dodatkowy okres określony we wniosku wytwórcy, jednak nie dłuższy niż 18 miesięcy licząc od dnia upływu terminu tego zobowiązania,
- możliwości wydłużenia terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy OZE, oraz okresu, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. c tej ustawy, w przypadku wytwórców, którym wydano postanowienie na podstawie art. 70ba ust. 1 ustawy OZE o dodatkowy okres określony we wniosku wytwórcy, jednak nie dłuższy niż 18 miesięcy licząc od dnia upływu terminu tego zobowiązania.

Stała cena zakupu w systemach FIT/FIP w latach 2021–2022, z uwzględnieniem wejścia w życie przepisów ustawy z 20 maja 2021 r., zgodnie z art. 70e ust. 1 ustawy OZE, wynosiła odpowiednio:

- 95 proc. ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 tej ustawy – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy OZE,
- 90 proc. ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 tej ustawy – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 2 ustawy OZE,

przy czym obliczana jest ona zgodnie z art. 39a ust. 5 ustawy OZE, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 tej ustawy.

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 Traktatu⁵⁰). Na potrzeby oceny sytuacji ekonomicznej

⁵⁰) Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.

przedsiębiorstw aplikujących do systemów FIT/FIP, w URE opracowane zostały stosowne formularze, które następnie zostały opublikowane na stronie internetowej Urzędu.

W 2021 r. wydano dla 42 wytwórców zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o których mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE. W 2022 r. zaświadczenia takie wydano dla 90 wytwórców. W przypadku pozostałych deklaracji, postępowania administracyjne są procedowane w 2023 r. albo zawieszono na wniosek wytwórcy.

Regulacje prawne dotyczące systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii bez wątplenia mają istotny wpływ na podejmowanie przez inwestorów decyzji o realizacji instalacji odnawialnego źródła energii. Ważne jest dla nich, aby przepisy dotyczące pomocy były zrozumiałe i stabilne. Powyższe potwierdza między innymi fakt, że wraz z wejściem w życie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 31 października 2022 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje⁵¹⁾, w którym zaproponowano istotnie wyższe poziomy cen referencyjnych, odnotowano znaczące wyższe zainteresowanie wsparciem w ramach systemów FIT/FIP, niż miało to miejsce przed wejściem w życie tych regulacji.

Tabela 77. Zestawienie wydanych w latach 2018–2022 zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, z uwzględnieniem realizacji zmian deklaracji w trybie art. 184b ust. 1a ustawy OZE, z podziałem na rodzaje instalacji

Rodzaj instalacji	Liczba wydanych zaświadczeń	Moc zainstalowana elektryczna [MW]
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy	1	0,480
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	112	69,394
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów	46	22,501
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	9	7,631
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	447	88,401
wykorzystująca wyłącznie biomasę	0	0,000
RAZEM	615	188,407

Źródło: URE.

Systemy wsparcia w wysokosprawnej kogeneracji

W latach 2021–2022 kontynuowany był system wsparcia energii elektrycznej wytwarzanej z wysokosprawnej kogeneracji w oparciu o przepisy ustawy o CHP, która weszła w życie 25 stycznia 2019 r. Założeniami tej ustawy są: ograniczenie niekorzystnych zjawisk środowiskowych, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej, a także poprawa efektywności wykorzystania nośników energii poprzez rozwój wysokosprawnej kogeneracji. Środkiem do osiągnięcia powyższych celów jest wsparcie w postaci premii dopłacanych wytwórcom do ceny energii elektrycznej w ramach następujących systemów:

⁵¹⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 2247.

- 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 wygrały 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 wygrały nabory ogłaszane i przeprowadzane przez Prezesa URE.

Wejście w życie 3 lipca 2021 r. przepisów ustawy z 20 maja 2021 r. wprowadziło kilka zmian w ustawie o CHP dotyczących aukcji na premię kogeneracyjną oraz naboru na premię kogeneracyjną indywidualną, a dotyczyły one w szczególności:

- 1) zwiększenia częstotliwości przeprowadzania aukcji na premię kogeneracyjną w związku ze zobowiązaniem Prezesa URE do ogłoszenia, organizacji i przeprowadzenia tych aukcji nie rzadziej niż raz na kwartał,
- 2) zobowiązania Prezesa URE do publikacji harmonogramu aukcji na premię kogeneracyjną do końca grudnia każdego roku na kolejny rok,
- 3) uchylecia obowiązku przedkładania ostatecznego pozwolenia na budowę w przypadku ubiegania się przez wytwórców o dopuszczenie do udziału w aukcji na premię kogeneracyjną, przy jednoczesnym wskazaniu obowiązku uzyskania ww. pozwolenia w terminie nie późniejszym niż 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia aukcji, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane,
- 4) zobligowania Prezesa URE do uwzględniania niewykorzystanej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, której sprzedaż mogła zostać objęta premią kogeneracyjną, i maksymalnej wartości premii kogeneracyjnej wynikającej z tej energii, jeżeli te ilości oraz wartości nie zostały wykorzystane w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przeprowadzenia aukcji,
- 5) zobowiązania Prezesa URE do ogłaszania, organizowania i przeprowadzania naboru na premię kogeneracyjną indywidualną nie rzadziej niż w czerwcu i w grudniu danego roku,
- 6) uchylecia obowiązku przedkładania ostatecznego pozwolenia na budowę w przypadku ubiegania się przez wytwórców o dopuszczenie do udziału w naborze na premię kogeneracyjną indywidualną, przy jednoczesnym wskazaniu obowiązku uzyskania ww. pozwolenia w terminie nie późniejszym niż 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia naboru, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane,
- 7) zobligowania Prezesa URE do uwzględniania niewykorzystanej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, której sprzedaż mogła zostać objęta premią kogeneracyjną indywidualną, i maksymalnej wartości premii kogeneracyjnej indywidualnej wynikającej z tej energii, jeżeli wartości te nie zostały wykorzystane w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przeprowadzenia naboru.

Aukcje na premię kogeneracyjną

W wyniku wejścia w życie ww. ustawy, w 2021 r. zostały ogłoszone przez Prezesa URE trzy aukcje na premię kogeneracyjną: 27 kwietnia 2021 r. aukcja oznaczona jako „ACHP/1/2021”, 2 sierpnia

2021 r. aukcja oznaczona jako „ACHP/2/2020” oraz 28 października 2021 r. aukcja oznaczona jako ACHP/3/2021.

Pierwsza aukcja („ACHP/1/2021”) została przeprowadzona w terminie 22-24 czerwca 2021 r., druga aukcja („ACHP/2/2021”) – 20-22 września 2021 r., natomiast trzecia aukcja („ACHP/3/2021”) – 17-21 grudnia 2021 r. Wyniki aukcji „ACHP/1/2021” zostały ogłoszone w Biuletynie Informacji Publicznej URE 29 czerwca 2021 r., wyniki drugiej aukcji „ACHP/2/2021” opublikowano 24 września 2021 r., natomiast wyniki trzeciej aukcji „ACHP/3/2021” ukazały się 23 grudnia 2021 r.

Tabela 78. Podsumowanie rozstrzygnięcia aukcji CHP w 2021 r.

	Aukcja Nr ACHP/1/2021	Aukcja Nr ACHP/2/2021	Aukcja Nr ACHP/3/2021
Liczba ofert, które wygrały aukcje	7	3	1
Łączna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynikająca z ofert, które wygrały aukcje	4 800 496,797 MWh	powyżej 2 325 000,000 MWh	powyżej 221 900,00 MWh
Wartość premii kogeneracyjnej	451 769 993,12 zł	powyżej 305 250 000,00 zł	powyżej 29 960 000,00 zł
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	37,00 zł/MWh	nie przekracza 120,00 zł/MWh	nie przekracza 135,00 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	147,00 zł/MWh	nie przekracza 150,00 zł/MWh	
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom, którzy wygrali aukcję	18,76 zł/MWh	nie przekracza 120,00 zł/MWh	
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom	147,00 zł/MWh	nie przekracza 150,00 zł/MWh	

Źródło: URE.

W wyniku rozstrzygnięcia wszystkich trzech aukcji przeprowadzonych w 2021 r., uprawnienia do premii kogeneracyjnej uzyskało 11 jednostek kogeneracji, dla których zadeklarowano w ofertach aukcyjnych łączną ilość ponad 7,35 TWh energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji o łącznej wartości powyżej 0,78 mld zł.

Zgodnie z harmonogramem aukcji na premię kogeneracyjną, określonym w ogłoszeniu Prezesa URE nr 67/2021 z 21 grudnia 2021 r., w 2022 r. zostały przeprowadzone cztery aukcje na premię kogeneracyjną, zgodnie z ogłoszeniami Prezesa URE z: 13 stycznia 2022 r. o aukcji oznaczonej jako „ACHP/1/2022”, 30 marca 2022 r. o aukcji oznaczonej jako „ACHP/2/2022”, 5 lipca 2022 r. o aukcji oznaczonej jako „ACHP/3/2022” oraz 21 października 2022 r. o aukcji oznaczonej jako „ACHP/4/2022”.

Pierwsza aukcja („ACHP/1/2022”) została przeprowadzona w terminie 1-3 marca 2022 r., druga aukcja („ACHP/2/2022”) – 7-9 czerwca 2022 r., trzecia aukcja („ACHP/3/2022”) – 19-21 września 2022 r., natomiast czwarta („ACHP/4/2022”) – 12-14 grudnia 2022 r. Wyniki aukcji „ACHP/1/2022” zostały ogłoszone w Biuletynie Informacji Publicznej URE 7 marca 2022 r., wyniki drugiej aukcji „ACHP/2/2022” obwieszczono 10 czerwca 2022 r., wyniki trzeciej aukcji „ACHP/3/2022” opublikowano 23 września 2022 r., natomiast wyniki czwartej aukcji „ACHP/4/2022” ukazały się 15 grudnia 2022 r.

Tabela 79. Podsumowanie rozstrzygnięcia aukcji CHP w 2022 r.

	Aukcja Nr ACHP/1/2022	Aukcja Nr ACHP/2/2022	Aukcja Nr ACHP/3/2022	Aukcja Nr ACHP/4/2022
Liczba ofert, które wygrały aukcje	4	3	2	2
Łączna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynikająca z ofert, które wygrały aukcje	3 504 633,330 MWh	powyżej 618 250,000 MWh	powyżej 933 000,00 MWh	powyżej 607 500,00 MWh
Wartość premii kogeneracyjnej	797 344 136,11 zł	powyżej 170 002 000 zł	powyżej 298 950 000,00 zł	powyżej 180 000 000,00 zł
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	177,00 zł/MWh	nie przekracza 250,00 zł/MWh	nie przekracza 315,00 zł/MWh	nie przekracza 300,00 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	320,00 zł/MWh	nie przekracza 320,27 zł/MWh	nie przekracza 320,27 zł/MWh	nie przekracza 310,00 zł/MWh
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom, którzy wygrali aukcję	177,00 zł/MWh	nie przekracza 250,00 zł/MWh	nie przekracza 315,00 zł/MWh	nie przekracza 300,00 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom	301,04 zł/MWh	nie przekracza 320,27 zł/MWh	nie przekracza 320,27 zł/MWh	nie przekracza 310,00 zł/MWh

Źródło: URE.

Z podsumowania rozstrzygnięć aukcji CHP przeprowadzonych w 2022 r. wynika, że wsparcie przyznano 11 jednostkom kogeneracji, dla łącznej ilości ponad 5,65 TWh energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, o łącznej wartości ponad 1,446 mld zł.

W wyniku rozstrzygnięcia siedmiu ww. aukcji przeprowadzonych w latach 2021–2022, powstaną 22 nowe jednostki kogeneracji o sumarycznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 130,740 MW, które otrzymywać będą premię kogeneracyjną, po spełnieniu wymagań, o których mowa w art. 27 ustawy o CHP.

Dnia 15 grudnia 2022 r. została podpisana Informacja Prezesa URE nr 54/2022 w sprawie harmonogramu aukcji na premię kogeneracyjną planowanych do przeprowadzenia w roku 2023, która została ogłoszona w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

Nabory na premię kogeneracyjną indywidualną

Rozstrzygnięcie naboru na premię kogeneracyjną indywidualną, który odbył się w dniach 14-16 grudnia 2020 r., nastąpiło 12 marca 2021 r., a informacje o dwóch jednostkach, które wygrały nabór, zostały opublikowane w Biuletynie Informacji Publicznej URE. Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej indywidualnej, jaka została wyliczona przez Prezesa URE dla uczestników, którzy wygrali nabór nie przekroczyła 44,00 zł/MWh, natomiast maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej indywidualnej, jaka została wyliczona przez Prezesa URE dla uczestników, którzy wygrali nabór nie przekroczyła 56,00 zł/MWh.

Prezes URE 11 maja 2021 r. ogłosił nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, oznaczony jako „NCHP/1/2021”. Nabór ten, przeprowadzony w dniach 1-3 września 2021 r., nie został rozstrzygnięty z powodu braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP.

Dnia 21 marca 2022 r. nastąpiło ogłoszenie wyników naboru na premię kogeneracyjną indywidualną Nr NCHP/1/2022, który został ogłoszony 10 grudnia 2021 r. Nabór ten nie został rozstrzygnięty

z powodu braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP.

Ponadto, 6 czerwca 2022 r. Prezes URE ogłosił nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, oznaczony jako „NCHP/2/2022”. Nabór ten, przeprowadzony w dniach 5-7 września 2022 r., podobnie jak poprzednie dwa nabory, nie został rozstrzygnięty z powodu braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP.

Premia gwarantowana

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 2021 r., jak i dla 2022 r., wartość ta wynosiła po 50 MW. W rozpatrywanym okresie do systemu premii gwarantowanej przystąpiło 16 nowych małych jednostek kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 15,638 MW.

Ponadto w rozpatrywanym okresie 9 jednostek kogeneracji, 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 wynoszącej 24,480 MW. Jedną spośród wyżej wymienionych jednostek kogeneracji była małą jednostką kogeneracji w myśl zapisów ustawy o CHP.

Wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych

3 lutego 2021 r. opublikowana została ustawa o MFW, przewidująca możliwość przyznania wytwórcom energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych prawa do pokrycia tzw. ujemnego salda, tj. różnicy pomiędzy rynkową ceną energii, a ceną zapewniającą pokrycie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej. Zważywszy na skalę i specyfikę procesów inwestycyjnych tego rodzaju przedsięwzięć, maksymalny okres wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w instalacji może wynieść 25 lat, co koresponduje ze średnim cyklem życia morskiej farmy wiatrowej.

W pierwszej „fazie” funkcjonowania systemu, wprowadzono mechanizm przyznawania wsparcia na wniosek wytwórcy w drodze decyzji administracyjnej Prezesa URE, która mogła zostać wydana nie później niż do 30 czerwca 2021 r. – tj. stosownie do wymogów dyrektywy RED II przewidującej, że systemy wsparcia dla OZE mają mieć charakter konkurencyjny. Wnioski wytwórców o przyznanie wsparcia mogły zostać złożone wyłącznie w terminie do 31 marca 2021 r. Łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, które mogły zostać objęte tego rodzaju wsparciem, nie mogła przekroczyć 5,9 GW.

Cena maksymalna za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci określona została w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 marca 2021 r. w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda⁵²⁾, na poziomie 319,60 zł/MWh. Cena będąca podstawą do rozliczenia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, z uwzględnieniem art. 7 ustawy o MFW, ustalona zostanie w decyzji Prezesa URE, o której mowa w art. 18 ust. 1 tej ustawy. Cena ta nie może być wyższa niż cena będąca podstawą do rozliczenia ujemnego salda wynikająca z decyzji Komisji Europejskiej o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej, udzielanej wytwórcy w drodze decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy o MFW. Wypłata ujemnego salda jest uzależniona od pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej.

⁵²⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 587.

W ramach pierwszej fazy systemu wsparcia, Prezes URE wydał 7 decyzji w sprawie przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 5 900 MW, planowanych do lokalizacji w granicach obszarów określonych w załączniku Nr 1 do ustawy o MFW, wobec ustalenia, że ww. morskie farmy wiatrowe nie zostałyby zrealizowane w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tych farmach i wprowadzonej do sieci, nie zostałyby przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 ustawy o MFW.

Tabela 80. Zestawienie projektów morskich farm wiatrowych, którym przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach pierwszej fazy systemu wsparcia dedykowanego offshore.

Nazwa wnioskodawcy	Nazwa morskiej farmy wiatrowej	Łączna moc zainstalowana elektryczna (pierwotna) [MW]
Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.	Morska Farma Wiatrowa Baltic II	350,000
Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 Sp. z o.o.	Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2	1 498,000
Elektrownia Wiatrowa Baltica – 3 Sp. z o.o.	Elektrownia Wiatrowa Baltica – 3	1 045,500
MFW Bałtyk II Sp. z o.o.	MFW Bałtyk II	720,000
MFW Bałtyk III Sp. z o.o.	MFW Bałtyk III	720,000
Baltic Power Sp. z o.o.	Baltic Power	1 197,000
C-Wind Polska Sp. z o.o.	BC-Wind	369,500

Źródło: URE.

W odniesieniu do dwóch wniosków, Prezes URE wydał (na wnioski stron) decyzje umarzające prowadzone postępowania administracyjne.

Wykonując dyspozycję art. 16 ust. 3 pkt 1 ustawy o MFW, Prezes URE przekazał operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, ministrowi właściwemu do spraw klimatu oraz ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych dane wytwórców energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, którym przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda, a także dane dotyczące szacunkowej ilości energii elektrycznej w podziale na kolejne, następujące po sobie lata kalendarzowe, jaką wytwórcy planują wytworzyć i wprowadzić do sieci w celu uzyskania prawa do pokrycia ujemnego salda.

Ponadto, stosownie do art. 16 ust. 3 pkt 2 ustawy o MFW, Prezes URE opublikował w Biuletynie Informacji Publicznej URE plany łańcucha dostaw materiałów i usług, o których mowa w art. 42 ust. 1 ustawy o MFW, dołączone przez wytwórców do wniosków o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, w wersjach niezawierających informacji uznanych przez wytwórców za tajemnicę przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji⁵³⁾. Upublicznienie ww. dokumentacji ma na celu stymulowanie rozwoju krajowego sektora usług związanych z morską energetyką wiatrową oraz zapewnienie transparentności procesów inwestycyjnych segmentu offshore.

Wykonując dyspozycję art. 44 ustawy o MFW, Prezes URE przekazał plany łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3 tej ustawy, ministrowi właściwemu do spraw klimatu i ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych.

W 2022 r. Prezes URE kontynuował czynności w ramach „pierwszej fazy” wsparcia. Wytwórca, któremu przyznano w drodze decyzji administracyjnej, prawo do pokrycia ujemnego salda, przedkłada Prezesowi URE informacje, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 13 ust. 4 ustawy o pomocy publicznej, dotyczących projektowanej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej oraz działalności prowadzonej przez wytwórcę oraz grupę kapitałową, w skład której wchodzi wytwórca.

Następnie, po uzyskaniu kompletnych informacji, Prezes URE niezwłocznie występuje do Prezesa UOKiK z wnioskiem o wydanie opinii o projekcie pomocy indywidualnej. Kolejna część procesu jest już

⁵³⁾ Dz. U. z 2020 r. poz. 1913 z późn. zm.

prowadzona przy udziale Komisji Europejskiej, która po pozytywnym rozpatrzeniu wniosku wydaje decyzję o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej.

W latach 2021–2022 wytwórcy „pierwszej fazy” przedkładali informacje niezbędne do prowadzenia postępowań notyfikacyjnych. W konsekwencji tych postępowań, Prezes URE został poinformowany o wydaniu przez Komisję Europejską, dla dwóch morskich farm wiatrowych, decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej, udzielanej wytwórcy w drodze decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy o MFW⁵⁴⁾.

Dla projektów, które otrzymały decyzję Komisji Europejskiej, Prezes URE w 2022 r., po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, wydał decyzję na podstawie art. 18 ust. 1 ustawy o MFW, zmieniającą decyzję, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy, w której ustalił cenę będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda w okresie wskazanym w art. 6, z uwzględnieniem art. 7 ustawy o MFW. W decyzji Prezes URE określił również termin realizacji zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej. W tym miejscu należy wskazać, że pozostałe projekty są na różnych etapach procedowania i w 2022 r. nie były dla nich wydawane decyzje w oparciu o art. 18 ustawy o MFW.

W tym kontekście należy dodatkowo zwrócić uwagę, że w świetle art. 20 ust. 1 ustawy o MFW, w przypadku gdy po wydaniu decyzji z art. 18 ustawy, a przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej, nastąpi istotna zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji inwestycji, powodująca zwiększenie jej wewnętrznej stopy zwrotu o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wynikającej z ceny ustalonej w decyzji z art. 18 ustawy o MFW, wytwórca zobowiązany będzie złożyć do Prezesa URE wnioski o aktualizację ceny na zasadach określonych w art. 20 ust. 1-4 tej ustawy.

Niezależnie od powyższego, zgodnie z dyspozycją art. 42 ust. 3 ustawy o MFW wytwórca, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda, przedkłada Prezesowi URE zaktualizowany plan łańcucha dostaw materiałów i usług, uwzględniający informację o przeprowadzeniu dialogu z potencjalnymi dostawcami materiałów i usług, w terminie 18 miesięcy od dnia złożenia wniosku o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda. Wszyscy wytwórcy „pierwszej fazy” spełnili obowiązek w ustawowym terminie, a Prezes URE, wykonując dyspozycję art. 44 ustawy o MFW, przekazał zaktualizowane dokumenty ministrowi właściwemu do spraw klimatu i ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych.

Uzupełniając powyższe należy wyjaśnić, że ustawa o MFW w latach następnych przewiduje możliwość przyznawania wytwórcom wsparcia wyłącznie w formule aukcji organizowanych i przeprowadzanych przez Prezesa URE („druga faza”). Aktualne regulacje przewidują przeprowadzenie aukcji w latach 2025 i 2027 dla morskich farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 5 GW. W przypadku, gdy łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych wynikająca z ofert, które potencjalnie wygrałyby aukcje w latach 2025 i 2027, byłaby mniejsza od maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, określonej dla lat 2025 i 2027, pozostała różnica powiększa maksymalną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji, która może zostać opcjonalnie przeprowadzona w 2028 r. Przepisy ustawy o MFW dopuszczają ponadto możliwość przeprowadzenia aukcji również w innych latach – począwszy od 2029 r., w przypadku wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia określającego łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji. W ramach funkcjonowania drugiej fazy systemu, cena do rozliczeń ujemnego salda ukształtowana zostanie w procesie konkurencyjnego wyłaniania wytwórców w drodze aukcji.

⁵⁴⁾ Decyzja Komisji Europejskiej z 9 września 2022 r. Nr SA.101842 (2022/N) – Poland – Individual Aid for Baltica 2 and Baltica 3 Offshore Wind Farms.

Tabela 81. 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 ⁵⁷⁾	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2020	3	4	58,3	63,8	1 562,2	2 019,9
2021	4	4	54,5	67,1	1 370,6	2 198,9
2022	4	4	48,3	66,1	1 156,7	2 088,1

* 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 badanego roku.

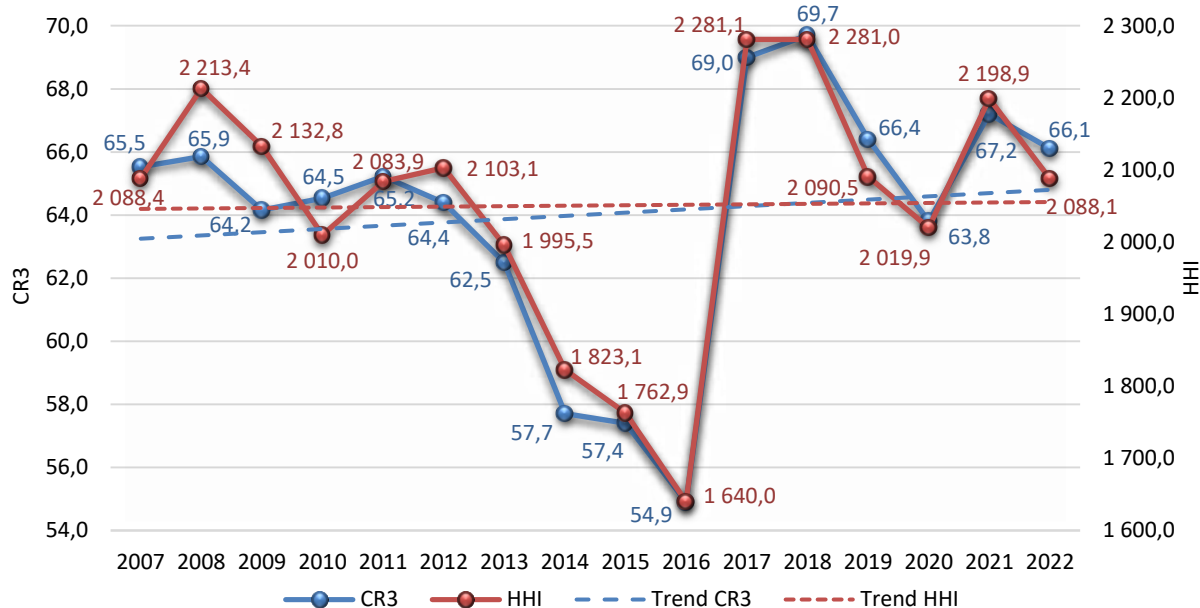
Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

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 2022 r. Wskaźnik koncentracji, według mocy zainstalowanej, kolejny rok utrzymywał tendencję spadkową (co oznacza spadek o prawie 16 proc. w 2022 r. wobec 2021 r.), zaś – według energii wprowadzonej do sieci, po lekkim wzroście ponownie spadł (o 5 proc. wobec 2021 r.).

Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla energii wprowadzonej do sieci w 2022 r., utrzymywał wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest wysoki. Z kolei wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej, mieści się nadal w przedziale średniej koncentracji na rynku wytwarzania.

⁵⁷⁾ 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 (według „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 34. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2022



Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Odnośząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji z ostatnich lat, należy zauważyć, że odzwierciedlają one dynamikę produkcji energii elektrycznej paliw kopalnych oraz różnych źródeł odnawialnych. Do spadków obu wskaźników koncentracji w 2022 r., wobec 2021 r., przyczynił się w głównej mierze wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, małych, rozproszonych, w krajowym bilansie produkcji tej energii. Inną przyczyną spadków są zmiany organizacyjne dokonane w sektorze wytwarzania.

Stopień płynności rynku

Wolumen obrotu hurtowego energią elektryczną w latach 2021–2022 zaprezentowano w tabeli poniżej. Dane pokazują, że wolumen obrotu hurtowego energią elektryczną w obydwu latach wyniósł ponad dwukrotność krajowego wolumenu zapotrzebowania na energię, co świadczy o dobrej płynności rynku hurtowego.

Tabela 82. Wolumen obrotu hurtowego energią elektryczną w latach 2021–2022

		2021 r.	2022 r.
Całkowity obrót hurtowy, z tego:		416 574 538	366 324 081
sprzedaż wytwórców do przedsiębiorstw obrotu	MWh	32 151 345	28 420 946
sprzedaż wytwórców na rynek bilansujący		13 714 019	11 258 739
sprzedaż wytwórców na giełdę		108 259 863	99 549 146
sprzedaż przedsiębiorstw obrotu (bez sprzedaży do odbiorów końcowych)		262 449 311	227 095 250
Zużycie energii elektrycznej w kraju		174 402 000	173 479 000

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 zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2020–2022.

Tabela 83. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2020–2022 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2020	30,9	105,5	10,8	0,1	1,8	2,6
2021**	31,9	108,2	14,0	0,1	1,7	1,5
2022	28,4	99,5	11,3	0,0	1,6	1,4

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

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2021 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 84. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2020–2022 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2020	110,4	96,5	7,4	1,5	127,0	28,1
2021**	111,0	118,9	7,3	1,4	133,1	23,8
2022	106,7	89,7	7,4	2,4	128,3	20,9

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD, do drobnych dystrybutorów lokalnych, do przedsiębiorstw wytwórczych oraz do innych odbiorców.

** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2021 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

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.

Praktycznie przez cały 2022 r. (do 6 grudnia) obowiązywał, podwyższony od 1 stycznia 2019 r. do 100 proc.⁵⁸⁾ obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w ramach publicznego obrotu, zwany także obligiem giełdowym, o którym była mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, co wpłynęło na znaczny wzrost w 2021 r. wolumenu sprzedaży wytwórców poprzez giełdę energii a następnie jego spadek.

Zarówno wytwórcy, jak i spółki obrotu w 2022 r., podobnie jak w latach ubiegłych, dokonywali sprzedaży części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu z własnej grupy kapitałowej.

Analizując powyższe, należy wskazać też, że handel przedsiębiorstw obrotu stanowi kluczową część hurtowego rynku energii elektrycznej.

⁵⁸⁾ Obowiązek 100 proc. wprowadzono ustawą z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348 ze zm., dalej ustawa z 9 listopada 2018 r.) i obowiązywał on od 1 stycznia 2019 r. Następnie uchylono art. 49a ustawą z 29 września 2022 r. Ustawa weszła w życie 6 grudnia 2022 r.

Zakup energii elektrycznej w poszczególnych segmentach

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2020–2022.

Tabela 85. Formy zakupu energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2020–2022 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostałe kierunki zakupu
2020	8,7	21,4	11,0	0,7	0,2
2021*	8,9	6,8	9,8	0,2	0,2
2022	8,9	3,0	5,7	0,0	0,1

* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2021 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE

Tabela 86. Formy zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2020–2022 [TWh]

Rok	Elektrownie	Instalacje odnawialnego źródła energii bezpośrednio (OZE)	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Inne kierunki zakupu	Sprzedawca zobowiązany**
2020	43,7	11,2	111,5	193,3	4,7	4,9	1,3	0,3
2021*	51,3	12,5	107,2	213,0	5,5	2,8	2,2	0,2
2022	39,4	14,9	103,0	184,0	7,5	2,7	2,7	0,2

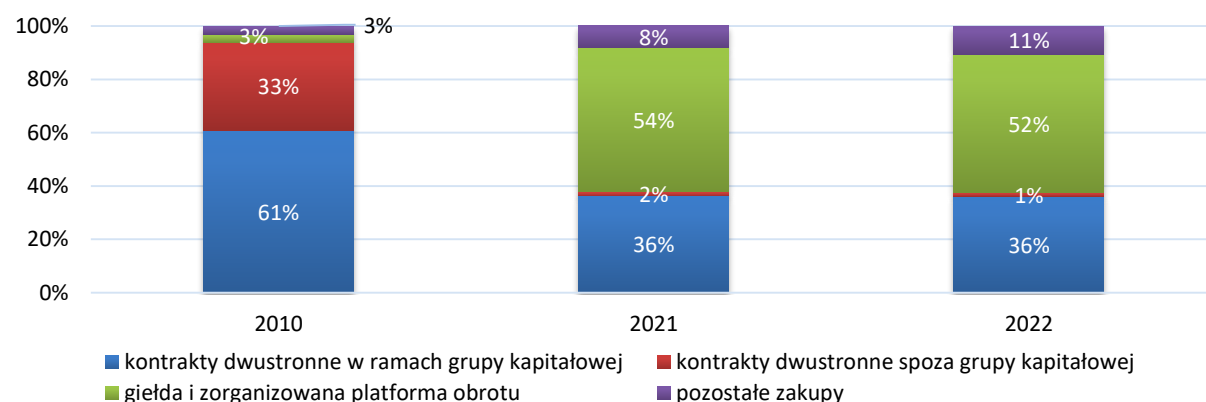
* Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2021 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

** Sprzedawca zobowiązany – obejmuje zakup energii elektrycznej pochodzącej z mikroinstalacji innych niż prosumenci oraz z instalacji innej niż mikroinstalacja.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Poniższy rysunek obrazuje zmianę struktury kierunków pozyskiwania energii elektrycznej do zaspokojenia popytu na tę energię przez przedsiębiorstwa obrotu.

Rysunek 35. Struktura dominujących kierunków zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w 2022 r. w porównaniu z 2021 r. i z 2010 r. (całość zakupu w 2010 r. wynosiła 308 547 968 MWh, w 2021 r. – 394 671 661 MWh, w 2022 r. – 354 502 894 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 i URE.

Rynek mocy

W ramach rynku wytwarzania część podmiotów od 2021 r. otrzymuje pomoc publiczną w ramach mechanizmu mocowego wprowadzonego ustawą o rynku mocy. Wdrożony tą ustawą aukcyjny system zakupu mocy ma na celu zapewnienie średnio- i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej poprzez:

- zapewnienie stabilizacji finansowej dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- umożliwienie sfinansowania modernizacji istniejących oraz budowy nowych źródeł,
- zwiększenie możliwości przyłączenia OZE do KSE,
- wsparcie rozwoju technologii magazynowania energii,
- stworzenie nowych możliwości dla świadczenia usług redukcji zapotrzebowania (DSR).

Zgodnie z art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy o rynku mocy, operatorem rynku mocy (dalej: „Operator”) jest spółka PSE S.A. pełniąca funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na terytorium kraju.

Dla realizacji ww. celów Operator dokonuje zakupu mocy w ramach aukcji, w których jako dostawcy mogą uczestniczyć przedsiębiorstwa energetyczne:

- będące właścicielami:
 - fizycznych jednostek wytwórczych przyłączonych do KSE;
 - fizycznych jednostek wytwórczych przyłączonych do systemów elektroenergetycznych krajów Unii Europejskiej połączonych bezpośrednio z KSE;
 - magazynów energii,
- planujące budowę nowych jednostek wytwórczych lub magazynów energii, oraz
- odbiorcy energii elektrycznej świadczący usługi redukcji zapotrzebowania (DSR).

Realizując obowiązki wynikające z ustawy o rynku mocy, Prezes URE w latach 2021–2022:

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji głównych na lata dostaw 2025⁵⁹⁾ – 2026⁶⁰⁾,
- ogłosił ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022⁶¹⁾ oraz 2023⁶²⁾,
- wystąpił z wnioskiem do Ministra Klimatu i Środowiska dotyczącym wielkości zapotrzebowania na moc w aukcjach głównych dla lat 2026–2027 oraz w aukcjach dodatkowych dla lat dostaw 2023–2024,
- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinie dotyczące parametrów aukcji głównych dla lat 2026–2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla lat 2023–2024,
- wyznaczył wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2022⁶³⁾ oraz 2023⁶⁴⁾,
- skalkulował stawki opłaty mocowej na lata 2022⁶⁵⁾ oraz 2023⁶⁶⁾,

Tabela 87. Wyniki aukcji głównych na rynku mocy na lata 2021–2022 w podziale na rodzaje jednostek

Jednostki rynku mocy	Moc zakontraktowana [MW]	
	2021	2022
Nowe	4 022	0
Modernizowane	7 516	120
Istniejące	10 274	9 699
Zagraniczne	0	0
DSR	615	761

Źródło: opracowanie własne URE na podstawie raportów PSE S.A.

⁵⁹⁾ Informacja Prezesa URE nr 2/2021.

⁶⁰⁾ Informacja Prezesa URE nr 2/2022.

⁶¹⁾ Informacja Prezesa URE nr 23/2021.

⁶²⁾ Informacja Prezesa URE nr 19/2022.

⁶³⁾ Informacja Prezesa URE nr 55/2021.

⁶⁴⁾ Informacja Prezesa URE nr 40/2022.

⁶⁵⁾ Informacja Prezesa URE nr 56/2021.

⁶⁶⁾ Informacja Prezesa URE nr 43/2022.

- obliczył jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w latach 2022⁶⁷⁾ – 2023⁶⁸⁾.

Ponadto Prezes URE decyzją z 10 listopada 2021 r. zatwierdził zmiany w Regulaminie rynku mocy. Zmiany doprecyzowały zasady wyznaczania skorygowanego obowiązku mocowego poprzez wskazanie, że zapotrzebowanie na moc w systemie elektroenergetycznym obejmuje zdolności do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i rezerwy mocy. Dodatkowo dostosowały Regulamin rynku mocy do zmienionych przepisów ustawy o rynku mocy oraz ustawy – Prawo energetyczne, a także usunęły wątpliwości interpretacyjne związane z procesem rozliczeń, obsługą danych pomiarowo-rozliczeniowych, testem redukcji zapotrzebowania, wykonywaniem obowiązku mocowego, w tym wykazywaniem demonstracji, jak również zgłaszaniem transakcji na rynku wtórnym.

PSE S.A. 23 września 2022 r. w godz. 19.00 – 21.00 ogłosiły okresy zagrożenia (obecnie: „okres przywołania”), o których mowa w art. 57 ust. 9 ustawy o rynku mocy. Ogłoszenie okresów zagrożenia było spowodowane zbyt niskim poziomem prognozowanej dostępnej rezerwy mocy ponad zapotrzebowanie w szczycie wieczornym. Analizy OSP wskazywały, że okresowo dostępna rezerwa mocy będzie niższa od 5 proc., przy wymaganym poziomie 9 proc. W wyniku działań, jakie podjęła PSE S.A., w tym ogłoszenia okresów zagrożenia, najniższy poziom rezerwy mocy ww. okresie wyniósł 9,4 proc.

W trakcie ogłoszonych okresów zagrożenia obowiązkami mocowym o łącznym wolumenie 23 312 MW były objęte 193 jednostki rynku mocy.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w latach 2021–2022 obrazują trzy wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE, tj. średnia roczna i kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

Na rysunku poniżej przedstawiono ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego RDN 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.

⁶⁷⁾ Informacja Prezesa URE nr 68/2021.

⁶⁸⁾ Informacja Prezesa URE nr 63/2022.

Tabela 88. Moc zakontraktowana na rynku mocy na lata 2021–2022 w podziale na rodzaje jednostek

Jednostki rynku mocy	Moc zakontraktowana [MW]	
	2021	2022
Nowe	4 022	4 022
Modernizowane	7 516	7 636
Istniejące	10 763	11 277
Zagraniczne	0	0
DSR	615	766

Wolumeny mocy uwzględniają wyniki aukcji głównych i dodatkowych.

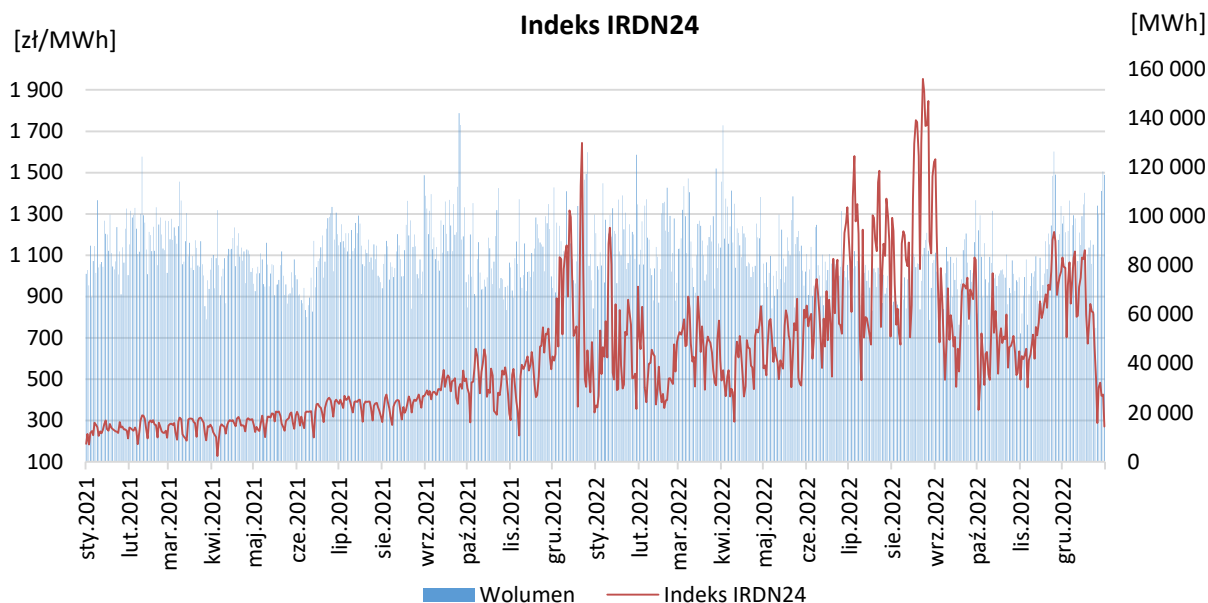
Źródło: opracowanie własne URE na podstawie raportów PSE S.A.

Tabela 89. Skorygowane obowiązki mocowe oraz wykonanie skorygowanych obowiązków mocowych w okresach przywołania 23 września 2022 r.

	19:00 – 20:00	20:00 – 21:00
	[MW]	
Skorygowane obowiązki mocowe	19 797	19 660
Wykonanie skorygowanych obowiązków mocowych	22 569	22 843

Źródło: dane PSE S.A.

Rysunek 36. Średniodobowe ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz dzienny wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach lat 2021–2022



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2022 r. wyniosła 796,17 zł/MWh i była wyższa względem 2021 r. o 395 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 401,17 zł/MWh.

Ceny na rynku RTT/RTPE OTF TGE S.A.

Odnotowano wzrost cen energii elektrycznej na rynku terminowym 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-23 w całym 2022 r. ukształtowała się na poziomie 1 110,04 zł/MWh, podczas gdy w 2021 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-22 wyniosła 384,16 zł/MWh.

Jednocześnie, średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-23 zawieranych w grudniu 2022 r. wyniosła 1 068,63 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-22 zawieranych w grudniu 2021 r. wyniosła 721,84 zł/MWh. Oznacza to wzrost ceny tych kontraktów o 48 proc.

Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)

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

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2022 r. wyniosła 523,71 zł/MWh. Cena ta jest:

- o 36,3 proc. wyższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2022 r. (BASE_Y-22) notowanego na TGE S.A. na Rynku Terminowym Towarowym

(RTT)/Rynku Terminowym Produktów z dostawą energii elektrycznej (RTPE OTF), która w kontraktach zawartych w 2021 r. wyniosła 384,16 zł/MWh,

- o 52,8 proc. niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2023 r. (BASE_Y-23) notowanego na TGE S.A na RTPE OTF, która w kontraktach zawartych w 2022 r. ukształtowała się na poziomie 1 110,04 zł/MWh.

Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym została wyznaczona na podstawie danych dotyczących sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez wytwórców i spółki obrotu w konkurencyjnych segmentach krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej, tj. do:

- spółek obrotu spoza grupy kapitałowej w ramach kontraktów dwustronnych⁶⁹⁾,
- poprzez TGE S.A. oraz w ramach NEMO poprzez EPEX SPOT SE (EPEX/EEX) i NORD POOL.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ww. ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

Źródłem danych do wyliczenia ww. ceny są dane z systemu statystyki publicznej z zakresu gospodarki paliwowo-energetycznej oraz dane pozyskane z TGE S.A., EPEX SPOT SE (EPEX/EEX) i NORD POOL.

Algorytm wyznaczania średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym został przedstawiony w Informacji Prezesa URE o wysokości ww. ceny⁷⁰⁾.

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

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

Tabela 90. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w latach 2021–2022

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]		Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku konkurencyjnym [TWh]	
	2021	2022	2021	2022
I	243,71	468,35	64,09	62,1
II	255,99	471,96	58,72	55,6
III	282,97	566,33	62,82	54,7
IV	325,26	586,79	67,68	60,8

Źródło: Dane TGE S.A., Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

Składowymi średnich kwartalnych cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2022 r. są wolumeny i wartości energii elektrycznej sprzedanej poprzez TGE S.A. oraz w ramach NEMO poprzez EPEX SPOT SE (EPEX/EEX) i NORD POOL (od III kw. 2022 r.) oraz sprzedanej na rynku OTC, nie uwzględniają zaś kontraktów wewnątrzgrupowych.

⁶⁹⁾ W przypadku skonsolidowanych pionowo grup kapitałowych, o których mowa w art. 3 ust. 1 pkt 44 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2023 r. poz. 120 z późn. zm.), nie została uwzględniona sprzedaż energii elektrycznej w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu w ramach tej samej grupy kapitałowej.

⁷⁰⁾ Informacje o cenach rocznych i kwartalnych wraz z komunikatami można znaleźć na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html>

Tabela 91. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej poprzez TGE i w ramach NEMO w latach 2021–2022

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej poprzez TGE i w ramach NEMO (od III kw. 2022 r.) [zł/MWh]		Wolumen energii elektrycznej sprzedanej poprzez TGE i w ramach NEMO (od III kw. 2022 r.) [TWh]	
	2021	2022	2021	2022
I	243,90	460,71	60,69	58,1
II	255,59	470,26	55,80	52,5
III	282,32	558,94	60,01	51,3
IV	321,46	574,16	63,92	56,3

Źródło: Dane TGE S.A., EPEX SPOT SE (EPEX/EEX) i NORD POOL.

Tabela 92. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC w latach 2021–2022

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC [zł/MWh]		Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku OTC [TWh]	
	2021	2022	2021	2022
I	240,28	579,55	3,40	4,0
II	263,70	501,04	2,92	3,1
III	296,93	678,09	2,82	3,4
IV	389,83	746,01	3,76	4,5

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży

W tabeli poniżej przedstawiono wolumen i średnią kwartalną cenę energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne⁷¹⁾, w poszczególnych kwartałach lat 2021–2022.

Tabela 93. Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w latach 2021–2022

Kwartał	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh]		Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]	
	2021	2022	2021	2022
I	237,27	466,60	7,73	8,44
II	252,15	489,22	5,09	5,46
III	275,76	615,28	4,87	4,11
IV	322,58	532,43	8,18	7,98

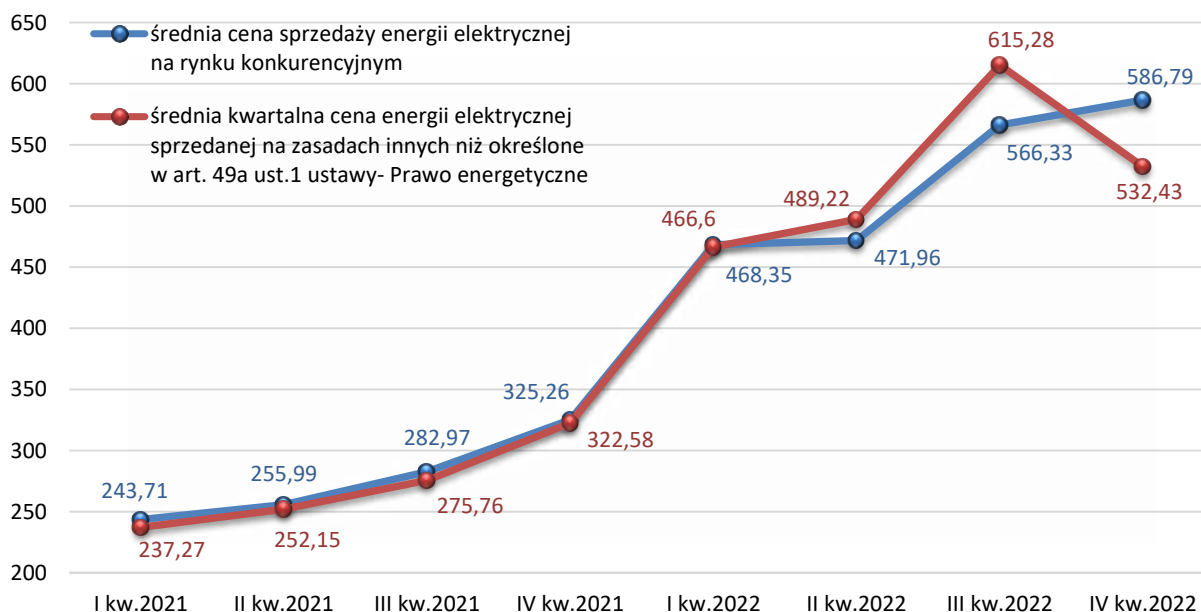
* Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2022 r.

⁷¹⁾ Art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązek przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. obbligo giełdowe dla energii elektrycznej.

Ceny kwartalne⁷²⁾, o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych⁷³⁾ dotyczących realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej do spółek obrotu, zawartych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zobowiązane do sprzedaży części wytworzonej energii elektrycznej w sposób określony w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Rysunek 37. Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w latach 2021–2022 [zł/MWh]



Źródło: Opracowanie własne URE.

3. PRZESYŁANIE LUB DYSTRYBUCJA <<<<<<<<<

Energia elektryczna

W latach 2021–2022 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 ze względu na bezpieczeństwo dostaw i tym samym bezpieczeństwo energetyczne kraju, poddawana jest ona reżimowi regulacyjnemu.

⁷²⁾ Informacje o cenach kwartalnych wraz z komunikatami można znaleźć na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7851,Srednia-kwartalna-cena-energii-elektrycznej-sprzedanej-na-zasadach-innych-niz-wy.html>

⁷³⁾ Dane przekazane przez wytwórców zgodnie z wezwaniem zamieszczonym na stronie internetowej URE pod adresem: <https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/obowiazki-sprawozdawcze/energia-elektryczna/8241,Prezes-URE-wzywa-wytworcow-energii-elektrycznej-do-cyklicznego-skladania-informa.html>

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 2021 r. i 2022 r. na terytorium kraju 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 2021 r. 6 koncesji, a w 2022 r. – 8 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 2021 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 (według kryterium 100 000 przyłączonych do swojej sieci odbiorców). Jednocześnie na koniec 2022 r. na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 189 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu 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). Ponadto, zgodnie z obowiązującym od 2022 r. art. 33 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może udzielić koncesji na przesyłanie paliw gazowych wyłącznie wnioskodawcy, który działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

Należy również zauważyć, że zgodnie z art. 33 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE zawiesza postępowanie o udzielenie koncesji w przypadku wnioskodawcy, wobec którego wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie 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 lub jej zmianę nie zawiera wszystkich wymaganych ustawą informacji lub dokumentów, poświadczających, że wnioskodawca spełnia warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie krótszym niż 21 dni od dnia doręczenia wezwania.

Jednakże od 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

kryzysowych⁷⁴⁾. 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”.

Należy również odnotować, że zgodnie ze znowelizowanym w 2021 r. brzmieniem art. 57g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, kto prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub przeladunku, skraplania, regazyfikacji, przesyłania lub dystrybucji, obrotu paliwami ciekłymi, gazowymi lub energią, w tym obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, bez wymaganej koncesji, podlega grzywnie do 5 000 000 zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5.

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 ustawy – Prawo energetyczne, 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 Rzeczypospolitej Polskiej 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.

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 w 2022 r. 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 tym gazociągu na okres do 31 grudnia 2025 r., który z mocy prawa został przedłużony do 6 grudnia 2068 r.

Na mocy ustawy z dnia 24 lutego 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne⁷⁵⁾ wprowadzono szereg zmian do art. 9h ustawy – Prawo energetyczne oraz dotyczących uprawnień i obowiązków OSP oraz właściciela sieci przesyłowej gazowej. Powyższa nowelizacja weszła w życie 26 marca 2022 r. i zgodnie z uzasadnieniem ma na celu uzupełnienie i doprecyzowanie przepisów ustawy – Prawo energetyczne m.in. w zakresie uprawnień, obowiązków oraz obszaru działania operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego oraz właściciela sieci przesyłowej gazowej, na której wyznaczono operatora systemu przesyłowego gazowego oraz relacji pomiędzy

⁷⁴⁾ Dz. U. z 2021 r. poz. 2095 z późn. zm.

⁷⁵⁾ Dz. U. z 2022 r. poz. 631

właścicielem sieci przesyłowej gazowej, a operatorem systemu przesyłowego gazowego wyznaczonym na tej sieci.

Zgodnie z art. 7 powyższej nowelizacji, w przypadku gdy przed dniem wejścia w życie ustawy, a po wyznaczeniu operatora systemu przesyłowego gazowego albo operatora systemu połączonego gazowego na sieci przesyłowej gazowej wchodzącej w skład systemu przesyłowego, który 3 września 2009 r. należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, doszło do zmiany okresu ważności udzielonej temu operatorowi koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, z dniem wejścia w życie ustawy okres wyznaczenia operatora na tej sieci z mocy prawa ulega zrównaniu z okresem ważności udzielonej mu koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych. Z uwagi na spełnienie przesłanek określonych w ww. przepisie, okres wyznaczenia OGP Gaz-System S.A., jako OSP na ww. gazociągu, został z mocy prawa przedłużony do 6 grudnia 2068 r., tj. do dnia obowiązywania udzielonej OGP Gaz-System S.A. koncesji na przesyłanie paliw gazowych.

Natomiast zgodnie z wprowadzonym na mocy ww. nowelizacji art. 33 ust. 3aa ustawy – Prawo energetyczne, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego gazowego albo operator systemu połączonego gazowego wyznaczony na sieci przesyłowej gazowej wchodzącej w skład systemu przesyłowego, który 3 września 2009 r. należał do przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ma prawo do korzystania z majątku właściciela tej sieci niezbędnego do pełnienia obowiązków operatora z jej wykorzystaniem, w tym wykonywania działalności gospodarczej w zakresie przesyłania paliw gazowych, posiadana przez tego operatora koncesja na przesyłanie paliw gazowych z mocy prawa obejmuje również wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na przesyłaniu paliw gazowych tą siecią.

W powyższej nowelizacji przewidziano też, mający substytucyjny charakter, mechanizm nakazujący Prezesowi URE wszczęcie postępowania w sprawie wydania decyzji zastępującej umowę powierzającą pełnienie obowiązków operatora systemu przesyłowego gazowego, jeżeli nie otrzyma informacji o zawarciu kolejnej umowy. W myśl przepisów tej nowelizacji, Prezes URE korzysta z przewidzianej w art. 9h ust. 3e ustawy – Prawo energetyczne kompetencji do wydania decyzji, zastępującej umowę powierzającą jedynie wówczas, gdy strony dotychczasowej umowy powierzającej nie dojdą do porozumienia w zakresie treści kolejnej umowy w określonym w ustawie terminie.

W związku z faktem, że we wskazanym w ustawie – Prawo energetyczne terminie Prezes URE nie otrzymał informacji o zawarciu kolejnej umowy powierzającej, 4 maja 2022 r. wszczęto postępowanie administracyjne w sprawie ustalenia treści tej umowy. Prezes URE 29 sierpnia 2022 r. wydał decyzję ustalającą treść kolejnej umowy powierzającej pomiędzy OGP Gaz-System S.A. a SGT EuRoPol GAZ S.A. Umowa ta weszła w życie 1 stycznia 2023 r. i będzie obowiązywała do 6 grudnia 2068 r. Decyzja Prezesa URE, zgodnie z przepisami, zastępuje kolejną umowę powierzającą pomiędzy tymi spółkami w zakresie objętym tą decyzją oraz określa m.in.: obszar wykonywania działalności gospodarczej przez operatora, zasady realizacji obowiązków przez strony, majątek SGT EuRoPol GAZ S.A. niezbędny do pełnienia przez OGP Gaz-System S.A. obowiązków operatora z jego wykorzystaniem, wraz z zasadami korzystania z tego majątku, sposób ustalenia wynagrodzenia należnego SGT EuRoPol GAZ S.A. za korzystanie przez operatora z tego majątku oraz zasady odpowiedzialności stron z tytułu niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązań wynikających z umowy, w tym kary umowne.

W zakresie prowadzenia działalności gospodarczej dotyczącej dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych, liczba ważnych koncesji na koniec 2021 r. wynosiła 55, natomiast na koniec 2022 r. – 53.

Na terytorium kraju, według stanu na 31 grudnia 2022 r., funkcjonowało 51 OSD gazowych, w tym jeden prawnie i funkcjonalnie wydzielony. Tym podmiotem była PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG (aktualnie do GK Orlen). 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.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady unbundlingu OSP i OSD. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej i dystrybucyjnej od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego.

Niedostosowanie się do wymogów unbundlingu sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle art. 56 ust. 1 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.

W 2021 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych, stosowana była taryfa nr 14 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 5 czerwca 2020 r. na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2021 r. Taryfa została zatwierdzona w terminie wynikającym z postanowień art. 29 i art. 32 lit. a rozporządzenia NC TAR. W myśl tych przepisów, publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla najbliższego roku gazowego (2020/21) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust. 4 rozporządzenia CAM NC, coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku. W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 29 marca 2019 r. zatwierdzającej Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. oraz Informacji Nr 11/2021 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r., wydanych na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR. Jednocześnie, na podstawie przepisów rozdziału IV rozporządzenia NC TAR, w toku postępowania administracyjnego dokonano uzgodnienia stanu konta regulacyjnego na 31 grudnia 2019 r. na kwotę 120 301 tys. zł. Wartość ta wynika z różnicy pomiędzy planowaną wartością przychodu dozwolonego dla 2019 r., będącego podstawą kalkulacji taryfy na ten rok, a faktycznie osiągniętym przychodem z działalności regulowanej, wynikającym ze sprawozdania finansowego przedsiębiorstwa za 2019 r. Dodatnia wartość tej różnicy oznacza nadmierny poziom odzyskanych przychodów przez Przedsiębiorstwo. Jednakże, mając na uwadze zasady uwzględniania salda konta regulacyjnego przy kalkulacji taryf przesyłowych wskazane w art. 17 ust. 1 rozporządzenia NC TAR oraz znaczny zakres inwestycji realizowanych przez przedsiębiorstwo w latach 2021–2023 – o strategicznym charakterze, mających bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Polski – przyjęto, że saldo konta regulacyjnego będzie wykorzystane w kalkulacji taryf na kolejne lata. Ma to na celu ograniczenie nadmiernego wzrostu stawek opłat w kolejnych latach, który będzie związany z oddawaniem do eksploatacji inwestycji w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego.

Decyzją z 2 czerwca 2021 r. Prezes URE zatwierdził taryfę nr 15 dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2022 r. Jednocześnie, decyzją tą został uzgodniony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2020 r. poprzez ustalenie poziomu nadmiernie odzyskanych przychodów w kwocie 184 945 tys. zł. Ustalona przez OGP Gaz-System S.A. taryfa zapewniała pokrycie planowanych kosztów wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia taryfowego gazowego oraz rozporządzenia NC TAR. Ponadto, w kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia przywoływanej powyżej Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r. Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych świadczonych na punktach wejścia oraz wyjścia

do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego – grupa E i zaazotowanego – grupa L, podgrupa Lw), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach z/do podziemnych magazynów gazu. Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej, zgodnie z postanowieniami ww. Informacji nr 11/2021, będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100 proc. i poziomem rabatu *ex ante*:

- 6 proc. dla rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych produktów z zakresu zdolności dla gazu E oferowanych na punktach połączeń międzysystemowych z krajami UE oraz z krajami trzecimi,
- 2 proc. dla produktów rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych z zakresu zdolności dla gazu E i L oferowanych na wewnętrznych punktach wejścia/wyjścia.

W metodzie tej, w rozliczeniach z użytkownikiem systemu przesyłowego, stosowana jest cena bazowa produktu z zakresu zdolności przerywanej (uwzględniająca powyższy rabat), niezależnie od faktycznego wystąpienia ograniczenia przepustowości w danym punkcie. W przypadku wystąpienia przerwania, użytkownik nie otrzymuje dodatkowego rabatu/bonifikaty. Rabat *ex ante* nie będzie stosowany dla usług wirtualnego przesyłania zwrotnego (tzw. rewersu wirtualnego), dla których na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego gazowego jest stosowany współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80 proc.). Tym niemniej, w związku z art. 16 Kodeksu taryfowego, współczynnik ten (a zatem i rabat 80 proc.) może być stosowany tylko do produktów z zakresu zdolności przerywanej. W przypadku świadczenia usług przesyłania paliw gazowych, zarówno ciągłych, jak i przerywanych, w okresach krótszych niż rok, w rozliczeniach są stosowane określone w taryfie współczynniki korekcyjne, właściwe dla danego produktu z zakresu zdolności przesyłowej (kwartalnego, miesięcznego, dobowego i śróddziennego). W taryfie na 2022 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego, wyniósł 100 proc. Przyjęty w kalkulacji taryfy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia z/do magazynów zostały ustalone z zastosowaniem rabatu równego 80 proc., tzn. stanowią one 20 proc. stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia z/do sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG stosowany jest rabat w wysokości 100 proc., skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

Taryfa nr 15 została zmieniona dwukrotnie:

- decyzją z 11 maja 2022 r. – zmiana polegała na dostosowaniu jej postanowień dotyczących zasad ustalania wysokości opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej do zmienionych przepisów ustawy – Prawo energetyczne oraz aktualizacji wysokości bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi użytkowników, w związku z ogłoszeniem 9 lutego 2022 r. przez Prezesa GUS wysokości przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej w 2021 r. Zgodnie z informacją przedsiębiorstwa, zmiana taryfy została wprowadzona do stosowania od 1 czerwca 2022 r.,
- decyzją z 6 lipca 2022 r. – zmiana polegała na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania paliw gazowych w związku ze wzrostem kosztów zakupu gazu na potrzeby własne, energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji CO₂ w porównaniu do wartości prognozowanych tych kosztów przyjętych do kalkulacji taryfy. Zgodnie z informacją Operatora, zmiana taryfy została wprowadzona do stosowania od 22 lipca 2022 r.

Z kolei decyzją z 3 czerwca 2022 r. Prezes URE zatwierdził taryfę nr 16 dla przesyłania paliw gazowych nr 16 na okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. Jednocześnie, decyzją tą został uzgodniony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2021 r. poprzez ustalenie poziomu nadmiernie odzyskanych przychodów w kwocie 265 764 tys. zł, z czego w kalkulacji taryfy na 2023 r. została uwzględniona kwota 184 945 tys. zł. Pozostała część salda konta regulacyjnego, w kwocie 80 819 tys. zł, zostanie uwzględniona w kalkulacji taryf na kolejne okresy. Ustalona przez OGP Gaz-System S.A. taryfa zapewniała pokrycie planowanych kosztów wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia taryfowego gazowego oraz rozporządzenia NC TAR. W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 31 marca 2022 r. zatwierdzającej Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie

własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r., stanowiącej załącznik do tej decyzji oraz Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 11/2022 w sprawie poziomów mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych świadczonych na punktach wejścia oraz wyjścia do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego – grupa E i zaazotowanego – grupa L, podgrupa Lw), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach z/do podziemnych magazynów gazu. Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej, (zgodnie z postanowieniami Informacji nr 11/2022), będą obliczane w sposób analogiczny jak w przypadku taryfy nr 15.

Ponadto, w kalkulacji taryfy nr 16 (na 2023 r.) z działalności polegającej na przesyłaniu paliw gazowych zostały wyodrębnione usługi sprężania i usługi redukcji ciśnienia. Podstawowym celem wyodrębnienia tych usług była eliminacja nadmiernego subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców, korzystających z dodatkowych usług oraz niekorzystających z tych usług. Dotychczas całość kosztów usługi redukcji ciśnienia oraz część kosztów związanych z usługami sprężania paliw gazowych była ponoszona przez wszystkich użytkowników systemu przesyłowego, niezależnie od faktycznego korzystania z tych usług. Usługi sprężania będą oferowane przez Operatora na wniosek użytkownika w wybranych punktach wejścia do systemu przesyłowego, w szczególności w celu wprowadzenia paliwa gazowego z lokalnych kopalń gazu ziemnego. Miesięczną opłatę za usługę sprężania stanowić będzie suma dwóch składników:

- stałej opłaty abonamentowej ustalonej na podstawie kosztów stałych usługi sprężania dla danej tłoczni gazu [zł/miesiąc],
- opłaty zmiennej stanowiącej iloczyn:
 - ilości gazu zużytego do napędu sprężarek w danej tłoczni w części dotyczącej świadczonej usługi sprężania paliwa gazowego [kWh];
 - ceny referencyjnej gazu (CRG) dla obszaru bilansowania gazu wysokometanowego określonej jako cena stanowiąca średnioważoną cenę zakupu paliwa gazowego przez Operatora w miesiącu gazowym poprzedzającym miesiąc, w którym CRG będzie opublikowana [zł/kWh].

Usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego będą realizowane przez Operatora na instalacjach technologicznych znajdujących się w punktach wyjścia z systemu przesyłowego, w celu obniżenia ciśnienia gazu do ciśnienia średniego lub niskiego, w miejscu połączenia stacji gazowej z instalacją odbiorcy przyłączonego do systemu przesyłowego lub przyłączenia sieci dystrybucyjnej. Dzięki tej usłudze, zostanie ograniczone subsydiowanie skrośne odbiorców potrzebujących usługi redukcji ciśnienia gazu do ciśnienia średniego lub niskiego przez:

- odbiorców posiadających własne stacje redukcyjno-pomiarowe oraz
- odbiorców, którzy nie potrzebują dodatkowej usługi redukcji ciśnienia.

Wprowadzenie tej usługi spowoduje, że koszty związane m.in. z eksploatacją i remontami stacji redukcyjno-pomiarowych będą ponoszone przez użytkowników korzystających z tych usług. W dotychczasowych taryfach koszty te były uwzględniane w kalkulacji stawek opłat za przesyłanie paliw gazowych i tym samym ponoszone solidarnie przez wszystkich użytkowników. W taryfie na 2023 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego, wyniósł 100 proc. Przyjęty w kalkulacji taryfy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 50/50. Stawki na punktach wejścia i wyjścia z/do magazynów zostały ustalone z zastosowaniem rabatu równego 80 proc., tzn. stanowią one 20 proc. stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia z/do sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG stosowany jest rabat w wysokości 100 proc., skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

Taryfa nr 16 została zmieniona decyzją z 15 grudnia 2022 r. Zmiana polegała na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania, usługi sprężania oraz usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych,

w związku ze wzrostem kosztów zakupu gazu i energii elektrycznej na potrzeby własne oraz wzrostem kosztów własnych uzależnionym od wzrostu średniorocznej dynamiki cen towarów i usług konsumpcyjnych, w porównaniu do wartości prognozowanych przyjętych do kalkulacji taryfy.

W 2021 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował dwie decyzje taryfowe w zakresie prowadzonych postępowań administracyjnych przedsiębiorstwa energetycznego – PSG Sp. z o.o., największego w skali kraju operatora świadczącego usługi polegające na dystrybucji paliw gazowych. 13 stycznia 2021 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował taryfę, z okresem jej obowiązywania do 31 grudnia 2021 r. Skutkowała ona dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego podwyższeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o 3,6 proc. oraz dla odbiorców gazu koksowniczego podwyższeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o 45,2 proc. (co było wynikiem znacznego spadku wolumenu transportowanego gazu koksowniczego). Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 lutego 2021 r. Następnie, 17 grudnia 2021 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował decyzję zatwierdzającą kolejną taryfę, z okresem jej obowiązywania do 31 grudnia 2022 r. Taryfa skutkuje podwyższeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego o 3,6 proc. oraz obniżeniem średniej opłaty za usługę dystrybucji gazu koksowniczego o 12,6 proc. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 stycznia 2022 r.

W 2022 r. Prezes URE prowadził dwa postępowania w sprawie taryf ustalonych przez PSG Sp. z o.o. Decyzją z 17 sierpnia 2022 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy nr 10, która została wprowadzona do stosowania 1 września 2022 r., skutkując ok. 2,6 proc. wzrostem średniej stawki dystrybucji dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego w porównaniu do poprzedniej taryfy. Następnie, 17 grudnia 2022 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował kolejną taryfę PSG Sp. z o.o. (taryfa nr 11), której okres obowiązywania ustalono do 31 grudnia 2023 r. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 1 stycznia 2023 r. i skutkowała wzrostem średniej opłaty za usługę dystrybucji o ok. 21 proc. Podkreślić jednak należy, że zgodnie z ustawą z 15 grudnia 2022 r., w rozliczeniach z odbiorcami paliw gazowych, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, PSG Sp. z o.o. stosuje w 2023 r. stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji na poziomie stawek dystrybucyjnych z ostatniej taryfy stosowanej w 2022 r.

Zamknięte systemy dystrybucyjne

W ustawie – Prawo energetyczne od 2021 r. znalazły się uregulowania dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych (art. 9da-dc). Na ich podstawie Prezes URE, na wniosek OSD, stwierdza, że system dystrybucyjny na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych:

- 1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania dokonywane przez użytkowników tego systemu są zintegrowane lub
- 2) 50 proc. ilości dystrybuowanej rocznie energii elektrycznej lub paliw gazowych jest zużywane przez właściciela lub operatora systemu dystrybucyjnego, lub przedsiębiorstwa powiązane z tym właścicielem lub operatorem.

Ustawa określa również m.in. katalog obowiązków, z których zwolnieni są operatorzy zamkniętych systemów dystrybucyjnych oraz zasady uchylania decyzji w sprawie zamkniętego systemu dystrybucyjnego.

W zakresie energii elektrycznej w latach 2021–2022 do URE wpłynęło 15 wniosków o stwierdzenie, że dany system dystrybucyjny jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym. Prezes URE wydał 8 decyzji stwierdzających zamknięty system dystrybucyjny. Natomiast w zakresie paliw gazowych wpłynął 1 taki wniosek.

4. PRZESZKODY W ROZWOJU OZE W OPINII PRZEDSIĘBIORCÓW



Podczas spotkań, a także w toku postępowań administracyjnych i wyjaśniających, przedsiębiorcy sygnalizowali w latach 2021–2022, następujące kwestie:

- brak stabilności prawnej (liczne nowelizacje ustawy OZE i dalsze zapowiadane zmiany legislacyjne),
- problemy w interpretacji przepisów ustawy OZE (niezwykle złożony i skomplikowany charakter ustawy i jej nowelizacji – obok wprowadzenia szeregu całkowicie nowych rozwiązań, modyfikacje regulacji już obowiązujących),
- ograniczone możliwości finansowania inwestycji w obszarze wytwarzania energii elektrycznej z OZE,
- ograniczenia infrastrukturalne i związane z tym trudności w uzyskiwaniu warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej,
- trudności w dotrzymaniu ustawowego terminu przyłączenia instalacji do sieci elektroenergetycznej,
- trudności we współpracy z operatorem systemu dystrybucyjnego przy zawieraniu/aneksowaniu umów przyłączeniowych, instalowaniu odpowiednich liczników i bilansowaniu energii elektrycznej pobranej z sieci z energią wytworzoną, w tym brak jednolitego podejścia wśród operatorów,
- trudności administracyjno-proceduralne w trakcie procesu inwestycyjnego,
- wysokie koszty zmienne związane z pozyskaniem substratu na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej z biogazu lub biogazu rolniczego, które dodatkowo potęgują ograniczenia sanitarne oraz czynniki obniżające rentowność inwestycji, takie jak rosnące koszty pracy, czy wzrost kosztów obsługi transportu,
- 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,
- nadmierna formalizacja procesu uzyskiwania koncesji,
- wyłączenie ustawowe możliwości uzyskania koncesji na używane moduły wytwórcze,
- brak jasnych informacji od OSD pomimo obowiązku ustawowego o wolnych mocach przyłączeniowych,
- funkcjonowanie w KSE zasady kolejowania wniosków o przyłączenie – kwestionowanej przez inwestorów jako nieczytelnej i niezrozumiałej (zasada nie wynika z żadnego formalnoprawnego aktu, jest wewnętrznym ustaleniem uczestników rynku: OSP i OSD),
- brak *cable pooling* i linii bezpośrednich,
- brak regulacji wprost określających możliwość przyłączenia źródeł do sieci z założeniem prawa OSD/OSP do ograniczania mocy generowanej przez źródło,
- traktowanie przez OSP/OSD magazynów energii jak źródeł wytwórczych na etapie ich przyłączenia do sieci (magazyn jest traktowany jako negatywnie oddziaływujący na system, choć praktycznie ma go wzbogacać; ogranicza to rozwój OZE, bowiem brak magazynów nie pozwala na gromadzenie energii z OZE w razie jej nadprodukcji).

Warto także wskazać, że we wpływających do URE wnioskach o rozstrzygnięcie sprawy spornej dotyczącej odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, wnioskodawcy (dalej również: „przedsiębiorcy”) wskazują na kilka zagadnień, które ich zdaniem ograniczają w sposób istotny rozwój OZE w Polsce.

I. Jedną z przyczyn odmowy przyłączenia do sieci, decydującą o braku spełnienia się jednej z przesłanek przyłączenia tj. istnienia tzw. możliwości technicznych, na którą wskazują w odmowach Operatorzy Systemu Elektroenergetycznego (OSE), jest istniejące w danym obszarze przeciążenie sieci elektroenergetycznej, które dodatkowo pogłębi się po przyłączeniu kolejnego podmiotu ubiegającego się o przyłączenie źródła. Odnosząc się do tak zarysowanej przesłanki odmowy, wnioskodawcy w sprawach o rozstrzygnięcie sporu wskazują, że powołując się na aktualne przeciążenie sieci OSE, w istocie przyznają się do własnych zaniedbań, które doprowadziły do takiego stanu, a tym samym do naruszania jednego z podstawowych obowiązków Operatora wskazanych w art. 9c ust. 3 ustawy –

Prawo energetyczne, tj. prowadzenia eksploatacji, konserwacji i remontowania sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego oraz zapewnienia rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania.

Ubiegający się o przyłączenie do sieci wskazują przy tym, że działania operatorów w obszarze modernizowania sieci nie są adekwatne do rosnącej liczby instalacji OZE, które powinny być przyłączane w pierwszej kolejności. Przedsiębiorcy wskazują tu na brak powiązania w praktyce przepisu art. 7 ust. 8d² z przepisem art. 16 ust. 11 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 7 ust. 8d² w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej odmówi przyłączenia do sieci instalacji odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci, w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii, przedsiębiorstwo energetyczne określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci, a także określa termin przyłączenia. Stosownie zaś do art. 16 ust. 11 w planie, o którym mowa w ust. 1, 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. Zdaniem wnioskodawców, powyższe przepisy miały umożliwić/ułatwić podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci podjęcie decyzji co do zamierzenia inwestycyjnego ze względu na możliwy wpływ czasu do jego zrealizowania, gdyż warunki przyłączenia do sieci (bądź też odmowa ich wydania) określane są na dzień ich wydania, natomiast przedsiębiorstwa energetyczne miały zobowiązać do ujęcia w swoim planie rozwoju budowy bądź rozbudowy sieci tam gdzie nie ma dostępnych mocy przyłączeniowych. Tymczasem, według wnioskodawców, przedsiębiorstwa energetyczne bez głębszego uzasadnienia stwierdzają, że określenie przyszłego terminu jest niemożliwe i niezasadnie pomijają ciężące na nich obowiązki, które wynikają z samego faktu bycia przedsiębiorstwem energetycznym sieciowym, w tym obowiązek uwzględniania inwestycji OZE, co do których nastąpiła odmowa wydania warunków przyłączenia, przy sporządzaniu aktualizacji planu rozwoju sieci danego przedsiębiorstwa.

II. W sytuacji, gdy Operator odmawia wydania warunków przyłączenia, powołując się na brak warunków ekonomicznych i wskazując elementy przebudowy lub rozbudowy sieci, które jego zdaniem umożliwiłyby przyłączenie danego źródła, problemem staje się *de facto* faktyczny brak możliwości zawarcia umowy z art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Choć przywołany przepis ustawy przewiduje możliwość zawarcia umowy w trybie komercyjnym, w którym ciężar finansowania rozbudowy sieci niezbędnej do przyłączenia zostaje przerzucony na podmiot wnioskujący o przyłączenie, to w praktyce OSE nie wyrażają zgody na zawarcie umowy w takim trybie, wskazując, że „wewnętrzny regulamin” spółki ogranicza możliwość przebudowy sieci na koszt wnioskodawcy tylko do sytuacji, gdy nie są to przebudowy głębokie, natomiast ocena dokonywana w konkretnych przypadkach zależy od uznania Operatora.

Wśród postulatów znajduje się propozycja zwiększenia udziału inwestorów prywatnych we współfinansowaniu niezbędnych inwestycji i modernizacji sieci w celu przyłączenia instalacji OZE (wręcz wprowadzenia regulacji zobowiązujących do przyłączenia w sytuacji, gdy wnioskodawca decyduje się na pokrycie wszystkich niezbędnych kosztów przyłączenia) oraz nałożenie na operatorów obowiązku w zakresie aktualizacji planowania rozwoju takiej rozbudowy sieci, która będzie adekwatna do zaspokojenia potrzeb rozwoju OZE.

III. Kolejnym podnoszonym przez wnioskodawców o przyłączenie do sieci problemem jest brak obowiązku poddawania analizie przez OSE innych, niż wskazywane przez wnioskodawców, miejsc przyłączenia instalacji OZE do sieci.

Jak argumentują przedsiębiorcy, wskazanie miejsca przyłączenia przez wnioskodawcę nie jest obligatoryjnym elementem wniosku o określenie warunków przyłączenia, a jedynie dodatkową uwagą wnioskodawcy, która określa jego preferencje w tym zakresie. W konsekwencji nawet stwierdzenie całkowitego braku dostępnej mocy w preferowanym przez wnioskodawcę miejscu przyłączenia nie zwalnia OSE z obowiązku wskazania miejsc alternatywnych, w jakich moc przyłączeniowa występuje. Wnioskodawcy wskazują również, że w przypadku braku wskazania przez nich preferowanego miejsca

przyłączenia, OSE – zdaniem wnioskodawców – nie dokładają należytej staranności w wyborze miejsca przyłączenia do sieci dla analizowanego przyłączenia źródła OZE i jednostronnie, bazując na wcześniej wydanych odmowach, poddają analizie miejsca, w których nie ma dostępnej mocy przyłączeniowej. Podmioty wnioskujące o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci wskazują również na brak dostępu do ekspertyz i analiz sporządzanych przez operatorów w celu oceny wpływu przyłączenia danego źródła do sieci i niemożność weryfikacji prawidłowości wyboru analizowanego miejsca przyłączenia, które ma decydujący wpływ na spełnienie kryteriów oceny przyłączenia zastosowanych przez OSE. Odnosząc się do sporządzanych ekspertyz, wnioskodawcy podnoszą również, że skoro jest ona sporządzana na zlecenie operatora, ich zdaniem, z automatu „staje się nieobiektywna i stronnicza”. Wskazują, że nawet jeśli obliczenia zostały przeprowadzone prawidłowo, to u podstaw odmowy przyłączenia leżą wytyczne i założenia przekazane przez OSE podmiotowi sporządzającemu badanie wpływu na sieć.

IV. Wnioskodawcy wskazują, że w toku rozpatrywania wniosku o określenie warunków przyłączenia, ich zdaniem, OSE naruszają przepis art. 7 ust. 8d³ ustawy – Prawo energetyczne.

Wnioskodawcy twierdzą, że nie są powiadamiani przez OSE o dostępnej mocy przyłączeniowej w ramach składanych wniosków, pomimo, że OSE powinno przedstawić wnioskodawcy propozycję możliwych dostępnych mocy przyłączeniowych i w przypadku braku akceptacji zaproponowanych mocy przez wnioskodawcę wydać ewentualną odmowę.

V. Wnioskodawcy wskazują również na pojawiające się, ich zdaniem, nieprawidłowości w czasie procedowania wniosków o określenie warunków przyłączenia do sieci. Zdaniem wnioskodawców, OSE na etapie składania wniosku o określenie warunków przyłączenia wymuszają (nieformalnie) na nich pewne działania, np. zmiany zapisów w złożonych wnioskach w celu sprawniejszej ich realizacji lub uniknięcia otrzymania decyzji odmownej m.in. dokonanie zmiany mocy przyłączeniowej określonej we wniosku, aby nie była ona mniejsza niż moc zainstalowana wszystkich urządzeń wytwórczych, bądź nawet rezygnację z otrzymanych już warunków przyłączenia w celu rozpatrzenia kolejnego wniosku o określenie warunków przyłączenia dla innej instalacji OZE danego wnioskodawcy.

VI. Zdaniem wnioskodawców, Operatorzy celowo, jednak bezpodstawnie, aby uniknąć merytorycznej analizy możliwości przyłączenia do sieci, pozostawiają wnioski bez rozpoznania, wskazując na „nieistniejące” braki formalne wniosku, np. podważają przedstawione przez wnioskodawców dokumenty planistyczne potwierdzające dopuszczalność danej inwestycji na danym terenie. Wnioskodawcy podnoszą, że zgodnie z przepisami wnioski pozostawione bez rozpoznania nie są zgłaszane przez OSE jako odmowa zawarcia umowy, tym samym OSE w istocie wydają znacznie większą liczbę odmów niż wynikająca z oficjalnych statystyk. Zdaniem wnioskodawców odmowy, które nie zostały zgłoszone, w tym wnioski pozostawione bez rozpoznania, pozostają poza kontrolą organu regulacyjnego, gdyż niewielka ich część trafia, w postaci sporów, do Prezesa URE.

VII. Kolejnym podnoszonym problemem jest konieczność wielokrotnej oceny tych samych kwestii przez różne organy administracji oraz, co istotniejsze, często odmienna ocena tych samych dokumentów źródłowych (np. zapisy miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego odmiennie ocenia OSE oraz organ regulacyjny i odmiennie organ architektoniczno-budowlany wydający pozwolenie budowlane). Wnioskodawcy podnoszą, że sama procedura uzyskania wszelkich zezwoleń administracyjnych i środowiskowych, a także środków na realizację przedsięwzięcia jest tak długa i skomplikowana, że nie ma powodów, aby wielokrotnie (na różnych etapach realizacji przedsięwzięcia) oceniać te same kwestie np. dopuszczalność inwestycji na danym terenie.

VIII. Wnioskodawcy wskazują również, że niektóre utrudnienia w dostępie do rynku wynikają z praktyk samych wnioskodawców, którzy wykorzystują brak odpowiednich rozwiązań po stronie OSE, np. wielokrotne wykorzystywanie tych samych decyzji o warunkach zabudowy oraz tytułu prawnego do uzyskania warunków przyłączenia do sieci prowadzi do uzyskiwania na tej samej nieruchomości lub dla tej samej inwestycji kilkakrotnie warunków przyłączenia, co przy braku mechanizmu eliminowania wydanych wcześniej warunków dotyczących tej samej nieruchomości lub inwestycji z obrotu prawnego prowadzi do pozornego obciążenia sieci.

IX. Kolejne uwagi wnioskodawców w odniesieniu do obowiązującego prawa są kierowane pod adresem ustawy o MFW i obligatoryjnej konieczności uwzględniania przez Operatorów w KSE mocy przewidzianych dla morskich farm wiatrowych (MFW). Wnioskodawcy wskazują, że odmowy nawet w odległych miejscach kraju uzasadniane są m.in. brakiem dostępnej mocy przyłączeniowej z uwagi na konieczność uwzględniania przyłączenia w przyszłości MFW. Wskazywany jest brak konsekwencji w działaniu OSE, którzy zgodnie z ww. regulacją uwzględniają rozpływy energii wytworzonej w MFW na terenie całego kraju, a równocześnie przy badaniu możliwości technicznych przyłączenia w danej lokalizacji dla innych wnioskodawców powołują się na brak możliwości ekonomicznych ze względu na konieczność unikania przesyłania energii na duże odległości, bowiem rozwiązanie to powoduje straty energii, jest więc nieefektywne i nieekonomiczne.

Ponadto, w omawianym okresie sprawozdawczym odnotowano ogromną liczbę skarg prosumentów związanych z przyłączeniami do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji, dotyczących braku realizacji przez przedsiębiorstwo energetyczne zawieranego z odbiorcą aneksu do umowy, w którym następuje zmiana okresu rozliczeniowego z dwóch na sześć miesięcy. Często zgłaszanym przez prosumentów problemem jest także długi okres oczekiwania na wymianę licznika dwukierunkowego. Kolejnym poważnym problemem jest zbyt wysokie napięcie w sieci na obszarach, gdzie zostało przyłączonych wiele mikroinstalacji.

Na kanwie składanych skarg istotnym problemem, wyłaniającym się szczególnie w latach 2021–2022, jest kwestia związana z niedochowaniem parametrów jakościowych energii elektrycznej w sieci OSD powodującym zakłócenia pracy mikroinstalacji fotowoltaicznych. Trzeba bowiem zauważyć, że proces przyłączania mikroinstalacji do sieci jest bardzo dynamiczny, co skutkuje tym, że w niektórych rejonach kraju ich oddziaływanie na sieć wywołuje wzrost napięcia i w konsekwencji powoduje automatyczne wyłączenie się tych źródeł energii. Ponadto, we wpływających do URE skargach przewijają się zgłaszane przez prosumentów kwestie niewchodzące w zakres kompetencji Prezesa URE, a dotyczące szeroko rozumianych rozliczeń, w tym w zakresie terminów rozliczania wytworzonej w OZE energii elektrycznej, kwestii odmowy rozliczania prosumenta czy też odkupu nadwyżki wytworzonej energii elektrycznej przez wybranego na wolnym rynku sprzedawcę, bilansowania międzystrefowego i międzyfazowego pobranej i oddanej do sieci energii w okresie rozliczeniowym. Ponieważ obowiązek rozliczania prosumenta oraz kupowania nadwyżek wyprodukowanej energii w OZE spoczywa na sprzedawcach zobowiązanych, inni sprzedawcy pomimo stosowanej praktyki zawierania umów kompleksowych i pomimo braku przeszkód prawnych, często nie wyrażają woli prowadzenia rozliczeń uwzględniających energię produkowaną w OZE. W związku z powyższym prosument (wytwórca) nie może zmienić sprzedawcy zobowiązanego na innego, a jeżeli takiej zmiany dokonał zanim wybudował mikroinstalację, to z kolei nie może korzystać z rozliczeń przysługujących prosumentom (wytwórcom) dopóki nie powróci do sprzedawcy zobowiązanego.

CZĘŚĆ III.

Podsumowanie i sugerowane zmiany w otoczeniu regulacyjnym

W związku z bardzo dużą i stale rosnącą liczbą wniosków o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporów dotyczących przyłączenia do sieci, w szczególności instalacji odnawialnego źródła energii oraz powtarzającymi się na tle tych sporów problemami, dotyczącymi m.in. niejednoznacznych rozstrzygnięć organów architektoniczno-budowlanych, niezrozumiałych praktyk podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, Prezes URE kilkakrotnie wystąpił do Ministerstwa Klimatu i Środowiska o zainicjowanie procesu legislacyjnego zmierzającego do [zmiany przepisów dotyczących przyłączenia](#).

Pierwsza z zaproponowanych zmian dotyczyła usprawnienia funkcjonowania tzw. przyłączy komercyjnych, uregulowanych w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Postulowana zmiana dotyczyła głównie nałożenia na przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii obowiązku wskazania w powiadomieniu o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie, jeżeli odmowa nastąpiła z przyczyn ekonomicznych, szacowanej wysokości opłaty za „komercyjne” przyłączenie oraz sposobu jej kalkulacji. Zaproponowano również, żeby budowę i rozbudowę odcinków sieci służących do przyłączenia instalacji należących do podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci w takiej sytuacji mógł – w uzgodnieniu z przedsiębiorstwem energetycznym – zapewnić podmiot ubiegający się o przyłączenie.

Doprecyzowanie w ustawie kwestii dotyczącej przekazywania w informacji o odmowie przyłączenia w trybie publicznoprawnym, o którym mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne i wskazywania przez przedsiębiorstwo energetyczne szacowanej wysokości opłaty, o której mowa w art. 7 ust. 9 oraz sposobu jej kalkulacji, powinna skutkować uregulowaniem w sposób jasny (transparentny) obowiązku informacyjnego OSE, jak również przyspieszeniem procesu decyzyjnego inwestorów, którzy znając szacowaną wartość opłaty za przyłączenie i kosztorys niezbędnego zakresu rozbudowy sieci, będą w mogli wyrazić wolę zawarcia umowy o przyłączenie w trybie art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Tym samym regulacja ta powinna usprawnić i zwiększyć możliwości przyłączania zarówno odbiorców, jak i wytwórców w trybie komercyjnym i jednocześnie znakomicie zwiększy transparentność tego procesu.

Zaproponowane przez Prezesa URE zmiany znalazły się w ustawie z 15 grudnia 2022 r. i weszły w życie w grudniu 2022 r.

Kolejną propozycją Prezesa URE w zakresie przyłączania do sieci, była zmiana przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Propozycja miała rozwiązać problem bardzo różnego podejścia operatorów systemów elektroenergetycznych do kwestii mocy przyłączeniowej instalacji fotowoltaicznych. Zasadne byłoby uzupełnienie zapisów tego aktu w celu dostosowania regulacji prawnych do specyfiki wytwarzania energii w instalacjach fotowoltaicznych w procesie wydawania warunków przyłączenia. Mianowicie niezbędne byłoby – w ocenie URE – uregulowanie zasad dotyczących wyznaczania mocy przyłączeniowej instalacji w warunkach przyłączenia i uwzględniania przez operatorów dokonywanej poprzez inwerter konwersji z prądu stałego na prąd zmienny i związanych z tym strat (DC/AC), zamiast wskazywania mocy przyłączeniowej instalacji przez pryzmat mocy zainstalowanej paneli fotowoltaicznych. Zatem proponowane zmiany byłyby zarówno korzystne dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie, jak również skutkowałyby brakiem „zawyżania” mocy przyłączeniowej dla takich instalacji w warunkach przyłączenia.

Kolejne z zaproponowanych zmian dotyczyły uregulowania kompetencji i właściwości organów administracji architektoniczno-budowlanej do rozstrzygania wątpliwości, które mogą pojawić się na etapie oceny dokumentów planistycznych dołączanych do wniosku o wydanie warunków przyłączenia, dotyczących dopuszczalności lokalizacji instalacji OZE na terenie objętym planowaną inwestycją. Propozycja wynika z faktu wydawania przez organy architektoniczno-budowlane różne sformułowanych zapisów miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego oraz niejednoznacznych w swej treści decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, których odmienna interpretacja dokonywana przez podmioty ubiegające się o przyłączenie oraz operatorów systemu jest podstawą znacznej liczby sporów dotyczących odmowy przyłączenia instalacji OZE do sieci, rozpatrywanych przez Prezesa URE. Zaproponowana zmiana pozwoliłaby także na szybsze zakończenie sporu poprzez rozstrzygnięcie tej kwestii przez organ administracji architektoniczno-budowlanej, właściwy do wydania pozwolenia na budowę instalacji OZE (które stanowi kolejny etap realizacji przyłączenia).

W celu wyeliminowania częstych praktyk podmiotów ubiegających się o przyłączenie, polegających na zmianie – już po uzyskaniu warunków przyłączenia do sieci – nieruchomości, na której źródło energii miałyby być posadowione, Prezes URE zaproponował także doprecyzowanie art. 7 ust. 8i ustawy – Prawo energetyczne poprzez wskazanie, że warunki przyłączenia, w okresie swojej ważności, stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej albo przesyłaniem lub dystrybucją ciepła do zawarcia umowy o przyłączenie określonych w nich obiektów, nieruchomości lub urządzeń odpowiednio do sieci elektroenergetycznej lub ciepłowniczej. Postulowana zmiana powinna usunąć pojawiające się wątpliwości w kwestii zakresu związania stron wydanymi warunkami przyłączenia i przypisania ich do określonej nieruchomości, jak również możliwości ich egzekwowania przez podmiot, któremu wydano warunki przyłączenia do sieci. Zmiana przepisu powinna przyczynić się także do zmniejszenia zjawiska tzw. blokowania mocy przyłączeniowych.

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (obecnie w Sejmie RP) przewiduje nową kompetencję Prezesa URE mającą istotne znaczenie dla kierunków rozwoju sieci elektroenergetycznych i gazowych – [opracowanie wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych](#), które przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych może uwzględnić w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię.

Prezes URE zwrócił się również z wnioskiem do Ministerstwa Klimatu i Środowiska o zainicjowanie procesu legislacyjnego zmierzającego do [zwolnienia operatorów zamkniętych systemów dystrybucyjnych z obowiązków \(ograniczeń\) wskazanych w art. 9d¹ ustawy – Prawo energetyczne](#), tj. wymogu niebycia właścicielem, nietworzenia, nieobsługiwania instalacji magazynowania energii ani niezarządzania takimi instalacjami. Obecnie obowiązujący zakaz posiadania magazynów energii przez operatorów systemów elektroenergetycznych (art. 9d¹ ustawy – Prawo energetyczne), obejmujący również operatorów zamkniętych systemów dystrybucyjnych funkcjonujących np. na terenie obiektów przemysłowych i posiadających możliwość generacji energii elektrycznej w dużej mierze na własne potrzeby zarówno ze źródeł tradycyjnych, jak i z instalacji odnawialnego źródła energii, uniemożliwia bardziej efektywne wykorzystanie źródeł energii przez operatorów zamkniętych systemów dystrybucyjnych i ogranicza wzrost udziału generacji rozproszonej z odnawialnych źródeł. Natomiast art. 38 dyrektywy 2019/944, dotyczący zamkniętych systemów dystrybucyjnych, pozwala państwom członkowskim na zwolnienie operatorów zamkniętych systemów dystrybucyjnych m.in. z przedmiotowego obowiązku.

Od kilku lat Prezes URE postuluje także [zwiększenie kontroli regulatora nad treścią koncesji](#). W związku z licznymi w ostatnich latach zmianami przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczącymi działalności koncesjonowanej, w tym obowiązków nakładanych na koncesjonariuszy, zmianami ustawy – Prawo przedsiębiorców, jak również orzecznictwem Sądu Najwyższego oraz w związku z doświadczeniem regulatora w zakresie monitorowania rynku paliw i energii i zauważania zmian i zjawisk w nim zachodzących – w ocenie Prezesa URE istnieje potrzeba uzupełnienia art. 41

ustawy – Prawo energetyczne poprzez niebudzące wątpliwości uprawnienie Prezesa URE do zmiany z urzędu warunków udzielonych koncesji. Zgodnie bowiem z aktualnie obowiązującymi przepisami, zmiana warunków koncesji jest możliwa 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 możliwość dokonania 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). Jednocześnie w obowiązującym stanie prawnym w sposób jednoznaczny określono, że Prezes URE przy udzielaniu koncesji określa warunki wykonywania działalności gospodarczej, natomiast brak uregulowania, które wprost pozwalało na podejmowanie takich działań w trakcie wykonywania działalności gospodarczej (jak podkreślił Sąd Najwyższy w wyroku z 12 października 2022 r., sygn. akt I NSKP 25/21 – brak jest możliwości modyfikacji warunków koncesyjnych bez względu na zmiany prawne lub faktyczne na rynku, bez wniosku koncesjonariusza). 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. Powyższe może prowadzić nie tylko do pogorszenia sytuacji odbiorców paliw i energii u konkretnego podmiotu ale stanowi naruszenie zasad uczciwej konkurencji między przedsiębiorcami, ponieważ ci, którzy uzyskali wcześniej koncesje nie musieliby stosować się do określonych wymagań prawnych i zmian na rynku.

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 energii elektrycznej, uniemożliwiających wypracowanie jednolitych, zestandaryzowanych warunków koncesyjnych i następnie wykluczających bieżącą ich jednolitą aktualizację oraz dostosowywanie do zmieniającego się otoczenia zewnętrznego. Potrzebę takiego działania dostrzega także Sąd Najwyższy wskazując: (...) *wyposażenie Prezesa URE w kolejne środki w postaci uprawnień do zmiany koncesji z urzędu w przypadkach innych aniżeli określone w ustawie, zwłaszcza w związku ze zmianami prawa energetycznego, przełożyłyby się na jeszcze efektywniejszą realizację przez organ jego obowiązków. W obowiązującym stanie prawnym ocenić to jednakże należy jako postulaty de lege ferenda kierowane nie do organów stosujących prawo, lecz je stanowiących* (wyrok SN z 4 października 2022 r., sygn. akt I NSKP 22/21).

Należy wspomnieć, że ten postulat Prezesa URE odniósł skutek w postaci zmiany art. 41 ustawy, zawartej w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która obecnie jest przedmiotem prac Sejmu RP.

Prezes URE postulował również zmianę w art. 40 ustawy – Prawo energetyczne, poprzez poszerzenie katalogu stanów faktycznych, w których Prezes URE – ze względu na interes publiczny – mógłby nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją (przez ustalony okres) pomimo zaistnienia okoliczności zmierzających do zakończenia prowadzenia tej działalności (wygaśnięcie koncesji, upadłość itp.). Obecnie takie uprawnienie przysługuje Prezesowi URE wyłącznie w przypadku wygaśnięcia koncesji. Zaproponowana przez Prezesa URE zmiana objęła także sytuacje, gdy takie przedsiębiorstwo zostałoby zbyte (obowiązek kontynuowania działalności „przechodziłby” na nabywcę). Zaproponowana zmiana brzmienia art. 40 ustawy – Prawo energetyczne ma na celu zwiększenie ochrony rynku paliw lub energii przed skutkami zaprzestania (z jakiegokolwiek przyczyny) prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne. Propozycja ma też związek z orzecznictwem sądowym wskazującym, że ochrona odbiorców przewidziana przepisem art. 40 nie przysługuje, jeżeli przedsiębiorstwo znajduje się w upadłości, a ponadto, że nakaz prowadzenia działalności upada w przypadku zbycia przedsiębiorstwa przez syndyka (wyrok SN z 16 stycznia 2020 r., sygn. akt I NSK 107/18). Brak wyraźnej regulacji, przy obecnym orzecznictwie, może doprowadzić do pozbawienia dostaw energii elektrycznej lub gazu do setek a nawet milionów odbiorców, tylko i wyłącznie ze względu na formę zakończenia prowadzonej działalności (por. obecne brzmienie art. 40 ustawy). Równie nieakceptowalne byłoby pozbawienie odbiorców dostaw ciepła o zasięgu lokalnym nawet jeśli działanie to nie nastąpiłoby w środku zimy, a tym bardziej zimą. Należy pamiętać, że „przeorganizowanie” dostaw mediów, a szczególnie ciepła, do odbiorców, których dostawca nie może (nie chce) dostarczać nadal energii, paliw gazowych lub ciepła – jest procesem długotrwałym i kosztownym. Decyzja, o której mowa w art. 40 Prawa energetycznego, pozwoliłaby na przygotowanie np. nowych przyłączy czy sprzedaż przedsiębiorstwa. Pomimo, że skala zjawiska nie jest wielka – skutki braku możliwości nakazania przedsiębiorcy dalszego prowadzenia działalności należą do niezwykle uciążliwych dla jego odbiorców.

Również ten postulat Prezesa URE został przyjęty i proponowana zmiana art. 40 została zawarta w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która obecnie jest przedmiotem prac Sejmu RP.

Z perspektywy końca 2022 r., Prezes URE dostrzega także potrzebę wprowadzenia następujących regulacji prawnych w ustawie – Prawo energetyczne i aktach wykonawczych:

- zmiana art. 35 ust. 1 ustawy – **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 ustawy, tj. dysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź udokumentowania możliwości ich pozyskania,

- doprecyzowanie treści art. 37 ust. 2c ustawy 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 ustawy, w kontekście deklaratoryjnego lub konstytutywnego charakteru wpisów do Krajowego Rejestru Sądowego,

- zmiana art. 41 ust. 4 ustawy 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. Kwestia rękojmi prawidłowego wykonywania działalności gospodarczej występowała m.in. w nieobowiązującej już ustawie z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej⁷⁶⁾. Aktualnie ustawa – Prawo energetyczne nie dopuszcza możliwości ani odmowy, ani cofnięcia koncesji w przypadku braku dawania przez przedsiębiorcę rękojmi prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej. Propozycja ta została przyjęta i znajduje się w projekcie zmiany ustawy – Prawo energetyczne, który to projekt jest obecnie procedowany w Sejmie,

- **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,

- obszarem, w którym również zasadne byłoby wprowadzenie zmian legislacyjnych jest **proces wyznaczania operatorów systemów gazowych**, tj. m.in. OSP i OSD. Obecnie, w związku z treścią art. 4e¹ ustawy, usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego. Zatem każdy przedsiębiorca, który zamierza prowadzić działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych, zobowiązany jest przed rozpoczęciem tej działalności do uzyskania zarówno stosownej koncesji, jak i statusu operatora systemu. Posiadanie koncesji na powyższe rodzaje działalności nie upoważnia koncesjonariuszy do wykonywania działalności nimi objętej. W efekcie uzyskanie niezbędnych uprawnień umożliwiających świadczenie wymienionych wyżej usług staje się procesem niepotrzebnie rozbudowanym. Zasadne wydaje się zatem wprowadzenie zmian legislacyjnych, które umożliwią połączenie uprawnień wynikających z koncesji i wyznaczenia operatorem systemu w ramach jednego aktu administracyjnego. Udzielenie koncesji na powyższe rodzaje działalności powinno być warunkowane także spełnieniem przez wnioskodawcę kryteriów pozwalających na wyznaczenie go operatorem danego systemu gazowego,

- **wprowadzenie kont rozliczeniowych dla działalności infrastrukturalnych przedsiębiorstw energetycznych** (działalność gospodarcza w zakresie dystrybucji, magazynowania paliw gazowych oraz skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego).

W celu ochrony interesów podmiotów korzystających z usług udostępnianych przez infrastrukturalne przedsiębiorstwa energetyczne (przed nadmiernymi poziomami odzyskiwanych przychodów przez infrastrukturalne przedsiębiorstwa energetyczne) oraz mając na uwadze konieczność zapewnienia odzyskiwania przez przedsiębiorstwa infrastrukturalne przychodów, rekomenduje się wprowadzenie kont regulacyjnych, na zasadach analogicznych jak w przypadku przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie przesyłania paliw gazowych (rozporządzenie NC TAR).

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

⁷⁶⁾ Dz. U. z 2016 r. poz. 1829 z późn. zm.

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. 56 ust. 1 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne poprzez nadanie mu brzmienia: „nie zapewnia wyznaczonemu dla swojej sieci lub instalacji magazynowej operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2”. Zmiana na celu **możliwość nałożenia kary pieniężnej** nie tylko na właściciela infrastruktury sieciowej, ale również **na właściciela instalacji magazynowej**, w sytuacji gdy nie zapewnia wyznaczonemu na tej infrastrukturze operatorowi spełnienia warunków i kryteriów niezależności,
- **ograniczenie czasowe obowiązku zatwierdzania taryf dla dystrybucji gazu koksowniczego**. Obecnie gaz koksowniczy jest wykorzystywany w pobliżu miejsc jego wytwarzania przez podmioty, które m.in. zostały wydzielone z przedsiębiorstw wcześniej wytwarzających takie paliwo gazowe. Zakres wykorzystania gazu koksowniczego jest bardzo ograniczony i ulega stopniowej redukcji,
- w zakresie rozporządzenia taryfowego gazowego – **uregulowanie opłat za usługi przesyłania paliw gazowych na zasadach przerywanych oraz za usługi krótkoterminowe**, realizowane w punktach wewnętrznych sieci przesyłowej, na zasadach analogicznych, jak w przypadku punktów międzysystemowych.

Rekomenduje się ujednoczenie kalkulacji cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przesyłowej, udostępnianych na zasadach przerywanych dla punktów wewnętrznych sieci przesyłowej i punktów połączenia międzysystemowego. Stawki za takie produkty powinny odpowiadać ich wartości rynkowej, poprzez uwzględnienie prawdopodobieństwa przerwania takiej usługi świadczonej na zasadach przerywanych, kalkulowanego na bazie danych historycznych i przewidywanych przerw w świadczeniu takich usług w okresie obowiązywania taryfy,

- wprowadzenie **regulacji dotyczącej maksymalnego terminu realizacji umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w przypadku grupy V (niskie napięcie) i do sieci gazowej (do 10 m³/h)**. Dotychczasowa praktyka sprowadza się często do tego, że przyszły odbiorca w gospodarstwie domowym wielokrotnie ma aneksowaną umowę o przyłączenie do sieci i czeka, aż w jego budynku będzie możliwość korzystania z energii elektrycznej bądź gazu,
- zmiany w art. 7 ustawy – w przepisie powinna zostać wprowadzona delegacja ustawowa ministra właściwego ds. energii do określenia w rozporządzeniu szczegółowych zasad oceny istnienia warunków ekonomicznych dla inwestycji polegających na przyłączeniu do sieci oraz szczegółowych zasad ustalenia istnienia warunków technicznych dla danej inwestycji. W szczególności rozporządzenie powinno określać konkretne **zasady sporządzania analiz efektywności przyłączenia inwestycji do sieci**. Dotychczasowe zasady wynikają jedynie ze stanowiska Prezesa URE i w obecnych realiach są niewystarczające. Taki stan rzeczy powoduje, że każdy operator stosuje własne założenia, narzędzia i wskaźniki do analiz, co nie sprzyja transparentności procesu przyłączania oraz utrudnia podmiotom ubiegającym się o przyłączenie i regulatorowi ich weryfikację oraz ocenę. Brak jasnych regulacji budzi też uzasadnione obawy inwestorów nad prawidłowością dokonanych ocen przez OSP i OSD.

Ponadto, jako dodatkowe wyzwania regulacyjne należy w szczególności uznać:

- **certyfikację operatora systemu magazynowania** – Gas Storage Poland Sp. z o.o.,
- **dostosowanie formuły funkcjonowania OSM** do aktualnych wyzwań rynku gazu oraz zmiany relacji umownych łączących operatora i właściciela instalacji magazynowych wynikających z decyzji Prezesa UOKiK (w związku z kwestią przedłużenia decyzji operatorskiej na kolejne lata),
- **zmiana modelu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego**. W maju 2022 r. Prezes URE zgłaszał uwagi do projektu ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (projekt z 11 kwietnia 2022 r.). Ustawa przewidywała zmianę modelu tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i wprowadzała model zapasów strategicznych gazu ziemnego przez

wyspecjalizowaną agencją rządową RARS. Prezes URE wyraził poparcie co do kierunku proponowanych zmian i zgłosił uwagi co do zasady nie ingerujące w konstrukcję przewidzianych mechanizmów, zakładających m.in. dokonywanie zakupu gazu ziemnego na cele zapasów strategicznych przez RARS, ustalanie wielkości zapasów strategicznych gazu ziemnego w zależności od zapotrzebowania odbiorców chronionych, finansowanie zapasów gazu ziemnego poprzez comiesięczne opłaty uiszczane przez przedsiębiorstwa wskazane w przepisach ustawy. Projekt uszczelniał funkcjonujący dotychczas system zapasów gazu ziemnego oraz w sposób wydatny upraszczał sposób realizacji obowiązków przez podmioty zobligowane do udziału w systemie zapasów, przez co mógł pozytywnie wpłynąć na rozwój rynku gazu ziemnego. Prace w 2022 r. nie przełożyły się jednak na zmianę ustawy i zostały ponownie podjęte w 2023 r.,

- wprowadzenie ustawowych zasad finansowania rozbudowy instalacji magazynowych i obowiązku konsultowania z właścicielem sposobu finansowania inwestycji ujętych w planie rozwoju instalacji magazynowych. Doświadczenia pozyskane w 2022 r. w procesie uzgadniania planu rozwoju operatora systemu magazynowania w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych, potwierdzają zasadność wdrożenia rozwiązania przewidującego obowiązek konsultowania sposobu finansowania inwestycji ujętych w tym planie. W rozpatrywanym przypadku to nie operator systemu magazynowania jest właścicielem instalacji magazynowania, a bez stanowiska właściciela problematyczne jest dokonanie ustaleń pozwalających na ocenę możliwości realizacyjnych działań przewidzianych w planie i w efekcie na jego uzgodnienie. Analogiczne rozwiązanie dotyczące uzgadniania z właścicielem SGT zadań inwestycyjnych przewidzianych w planie rozwoju operatora systemu przesyłowego, przynosiło satysfakcjonujące rezultaty. W kontekście tego punktu w ustawie – Prawo energetyczne winny się znaleźć odpowiednie zapisy o obowiązkach właściciela instalacji magazynowania podobnych do obowiązku właściciela Jamału, tj. (i) uzgodnienia z OSM zasad finansowania inwestycji związanych z instalacją magazynowania, której jest właścicielem, określonych w planie, o którym mowa w art. 16, (ii) finansowania inwestycji, o których mowa w pkt (i), lub wyrażenia zgody na ich finansowanie przez OSM lub inny podmiot, po uzgodnieniu, o którym mowa w art. 16¹ ust. 10, (iii) przyjęcia na siebie odpowiedzialności związanej z majątkiem zarządzanym przez OSM, z wyłączeniem odpowiedzialności wynikającej z realizacji zadań przez OSM i (iv) udzielenia gwarancji niezbędnych do uzyskania finansowania inwestycji, o których mowa w pkt (i), z wyjątkiem tych inwestycji, w których właściciel instalacji magazynowania wyraził zgodę na ich finansowanie przez OSM lub inny podmiot. Z kolei art. 16¹ ust. 10, winien brzmieć „Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, działając w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii, konsultuje sposób finansowania inwestycji ujętych w planie, o którym mowa w ust. 1, z właścicielem instalacji magazynowania.”. Brak stosownych regulacji może prowadzić do utrzymania istniejącego stanu w obszarze instalacji magazynowych i niedostosowania zakresu ich rozwoju do potrzeb wynikających zarówno z rozwoju rynku gazu (co do zakresu ilościowego i charakteru), jak i rozbudowy innych elementów systemu gazowego (terminale LNG i sieci gazowe).

Podstawowym mechanizmem wsparcia OZE są aukcyjne kontakty różnicowe. Dotychczas system aukcyjny stanowił formę długoterminowego zabezpieczenia kontraktu, czyli istotny czynnik pozyskania kapitału dłużnego dla projektów instalacji OZE, jednak wysokie ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych pod koniec 2021 r., a potem konflikt w Ukrainie, przyczyniły się do wzrostu cen surowców energetycznych, które mają bezpośredni wpływ na ceny energii elektrycznej, co z kolei wpłynęło na wzrost rentowności technologii OZE.

Głównymi beneficjentami aukcji OZE byli wytwórcy rozwijający projekty fotowoltaiczne i wiatrowe. Dotychczas system aukcyjny nie stworzył wystarczającej zachęty dla wytwórców energii z biogazu rolniczego i biogazu innego niż rolniczy. Większym zainteresowaniem cieszy się system FIT/FIP, ale ten dostępny jest tylko dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW.

Jak widać po wynikach aukcji przeprowadzonych w grudniu 2022 r. – zauważalne dysproporcje cen rynkowych energii względem cen referencyjnych w poszczególnych koszykach sprawiają, że aukcje stają się co raz mniej atrakcyjne. W najbliższych latach należy spodziewać się mniejszego

zainteresowania aukcjami OZE na rzecz długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej typu Power Purchase Agreements (PPA).

Analizując funkcjonowanie systemów wsparcia wysokosprawnej kogeneracji określonych przepisami ustawy o CHP, dostrzeżono konieczność doprecyzowania określonych obszarów objętych zapisami ww. ustawy, co znalazło swoje odzwierciedlenie w przekazanych roboczo do Ministerstwa Klimatu i Środowiska w grudniu 2022 r. uwag do projektów zapisów ustawy o CHP. Wśród najistotniejszych aspektów, w odniesieniu do których postulowano zmiany, było:

- 1) doprecyzowanie zapisów art. 5 ust. 3 ustawy o CHP odnośnie źródła, w skład którego wchodzi małe jednostki kogeneracji,
- 2) nadanie wytwórcom uprawnień do jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała w aukcji na premię kogeneracyjną,
- 3) doprecyzowanie sposobu postępowania w przypadku przekroczenia w danym roku kalendarzowym wartości określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 3 ustawy o CHP,
- 4) nadanie wytwórcom uprawnień do jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała w naborze na premię kogeneracyjną indywidualną,
- 5) zdjęcie z płatników opłaty kogeneracyjnej obowiązku składania Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 66 ust. 2 ustawy o CHP.

Zmiany – w szczególności odnoszące się do aukcji oraz naborów, o których mowa w ustawie o CHP, 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, z uwagi na powiązanie wsparcia jednostek o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW z koniecznością wprowadzania ciepła do publicznej sieci ciepłowniczej.

Ponadto konieczne jest dokonanie zmian w brzmieniu art. 43 ust. 9 oraz ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne w celu zaimplementowania do prawa krajowego zapisów wynikających z motywu nr 131 decyzji Komisji Europejskiej z 15 kwietnia 2019 r. ws. SA.51192 (2019/N), w odniesieniu do zmodernizowanych jednostek kogeneracji zapewniających udzielanie pomocy tylko tym instalacjom, które nie rozpoczęły prac nad projektem polegającym na modernizacji jednostki kogeneracji przed złożeniem wniosku o pomoc, co ma zapewnić zgodność z przepisem pkt 50 EEAG (Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią).